



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
CENTRO DE CIÊNCIAS MATEMÁTICAS E DA NATUREZA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA**

Marcos Antonio Nunes Gonçalves Júnior

**CARACTERIZAÇÃO MULTIESCALAR DE RESERVATÓRIOS
CARBONÁTICOS (COQUINAS) DE IDADE PRÉ-SAL -
DISTINÇÃO DE TIPOS LITOLÓGICOS COM BASE EM
MICROTOMOGRRAFIA**

Trabalho Final de Curso
(Geologia)

UFRJ
Rio de Janeiro
2020

Marcos Antonio Nunes Gonçalves Júnior

**CARACTERIZAÇÃO MULTIESCALAR DE RESERVATÓRIOS
CARBONÁTICOS (COQUINAS) DE IDADE PRÉ-SAL -
DISTINÇÃO DE TIPOS LITOLÓGICOS COM BASE EM
MICROTOMOGRAFIA**

Trabalho Final de Curso apresentado ao
Programa de Graduação em Geologia, da
Universidade Federal do Rio de Janeiro,
apresentado como requisito necessário para
obtenção do grau de Geólogo.

Orientador: Leonardo Borghi - Depto.
Geologia/UFRJ

Coorientador:

Marcelo Mendes – LAGESED/UFRJ

Bruno Valle – LAGESED/UFRJ

UFRJ

Rio de Janeiro

2020

NUNES, Marcos Antonio

Caracterização Multiescalar de Reservatórios Carbonáticos Análogos ao Pré-Sal – Formação Morro do Chaves (Bacia de Sergipe Alagoas) / Marcos Antonio Nunes Gonçalves Júnior – Rio de Janeiro: UFRJ, Instituto de Geociências, 2020.

xxiii, 142 f.

Trabalho Final de Curso: Graduação em Geologia – Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2020.

Orientador: Leonardo Borghi.

1. Geologia. 2. Paleontologia e Estratigrafia – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. Título

Marcos Antonio Nunes Gonçalves Júnior

CARACTERIZAÇÃO MULTIESCALAR DE RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS
(COQUINAS) DE IDADE PRÉ-SAL - DISTINÇÃO DE TIPOS LITOLÓGICOS COM
BASE EM MICROTOMOGRÁFIA

Trabalho Final de Curso apresentado ao Programa de
Graduação em Geologia, da Universidade Federal do
Rio de Janeiro, apresentado como requisito
necessário para obtenção do grau de Geólogo.

Orientador:

Leonardo Borghi - Depto. Geologia/UFRJ

Coorientadores:

Marcelo Mendes – LAGESED/UFRJ

Bruno Valle – LAGESED/UFRJ

Aprovado em:

Por:

Orientador: Dr. Leonardo Borghi
UFRJ

Dr^a. Frances Abbots-Guardiola
Shell-Brasil

Ms. Caroline Mignot
Ingrain/Halliburton-Brasil

UFRJ
Rio de Janeiro
2020

*À Áurea Loureiro Nunes
(in memoriam).*

Agradecimentos

Ao apoio financeiro e logístico do projeto PRESAL (Coppetec IGEO-20.951), desenvolvido com recursos da participação especial da Shell Brasil/ANP.

Aos meus orientadores e mentores Dr. Leonardo Borghi, Ms. Marcelo Mendes e Ms. Bruno Valle, por todo suporte profissional e pessoal durante esses dois anos e meio, pela amizade, paciência, motivação e conselhos.

A Ms. Arielly Luparelli pela orientação no início desse trabalho, por toda paciência, esforço e dedicação. Foi muito importante no meu desenvolvimento profissional.

À toda equipe do Lagesed/UFRJ, especialmente aos colaboradores do projeto PRESAL: pesquisadores, bolsistas de graduação e pós-graduação.

À Ms. Maira Lima pelo impulso inicial deste trabalho bem como os primeiros ensinamentos sobre microtomografia e na utilização do *software Avizo Fire*.

À equipe da Ingrain/Halliburton-Brasil: Milena Siqueira, Vitor Silos, Caroline Mignot e William Godoy pela paciência e ensinamentos passados sobre microtomografia, técnicas envolvidas e abordagens apropriadas.

As equipes dos Laboratório de Instrumentação Nuclear (LIN) e do Laboratório de Recuperação Avançada de Petróleo (LRAP) ambos vinculados à COPPE/UFRJ, pelas aquisições dos dados microtomográficos e disponibilidade.

A Schlumberger pela licença do software Techlog.

Aos meus amigos Lucas Adriano, Rodrigo Alchaar, Adison Filho e Gilberto Raitz Jr. que durante a graduação dividiram momentos felizes e ajudaram a superar fases difíceis.

*“Quando uma criatura humana desperta
para um grande sonho e sobre
ele lança toda a força de sua alma,
todo o universo conspira a seu favor”*

Johann Wolfgang VON GOETHE

RESUMO

NUNES, Marcos Antonio. **Caracterização Multiescalar de Reservatórios Carbonáticos (Coquinas) de Idade Pré-Sal - Distinção de tipos litológicos com base em Microtomografia**. Rio de Janeiro, 2019. XX p. Trabalho Final de Curso (Geologia) - Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

A Formação Morro do Chaves (Barremiano/Aptiano da bacia de Sergipe-Alagoas) é composta por uma sucessão sedimentar de aproximadamente 200 metros composta por coquinas intercaladas a arenitos e folhelhos orgânicos, depositada em um contexto lacustre durante o evento de rifteamento que culminou na abertura do oceano Atlântico Sul. Essa unidade de natureza carbonática é considerada um importante análogo a importantes reservatórios nas bacias de Campos (e.g. Formação Coqueiros – campos de Linguado, Pampo, Pargo e Badejo) e de Santos (e.g. Formação Itapema – campos de Mero e Búzios) e, por isso, o crescente interesse em compreender e caracterizar essas rochas carbonáticas, de notável complexidade e heterogeneidade, tanto do ponto de vista deposicional quanto diagenético. Nesse contexto, através de uma abordagem multitécnica e multiescalar, esse estudo visa a caracterização desses depósitos enquanto rochas-reservatório de hidrocarbonetos, de maneira a estabelecer um modelo petrofísico de heterogeneidades. Para tal, utilizando como material base o testemunho de sondagem de aproximadamente 135,00 metros do poço 2-SMC-02-AL - situado na Pedreira Atol na cidade de São Miguel dos Campos, Estado de Alagoas – foi realizada uma análise envolvendo técnicas tomográficas, petrográficas e petrofísicas a fim de avaliar a heterogeneidade dessas rochas sob diferentes escalas de observação. Sendo assim, através de processos de: (1) diminuição de escala (*downscaling*); e posteriormente (2) aumento (*upscaling*), foi realizado um processo de *rocktyping* tendo como resultado final o estabelecimento de 5 eletrofácies. Ao final pôde-se avaliar a qualidade dessas eletrofácies enquanto rochas reservatório, tendo como conclusão a compartimentação da Formação Morro do Chaves - na seção exposta na Pedreira Atol - em dois segmentos: (1) superior, com maior influência de dissolução mineral; e (2) inferior, com maior controle de parâmetros físicos por processos de cimentação carbonática.

Palavras-chave: CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS, COQUINAS, PETROFÍSICA

ABSTRACT

NUNES, Marcos Antonio. ***Multiscalar Characterization of Carbonate Reservoirs Analogue to Pre-salt – Morro do Chaves Formation (Sergipe-Alagoas Basin)***. Rio de Janeiro, 2020. XX p. Trabalho Final de Curso (Geologia) - Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

The Morro do Chaves Formation (Barremian/Aptian of Sergipe-Alagoas Basin) is composed of a sedimentary succession of approximately 200 meters composed of coquinas and interbedded sandstones and organic shales, deposited in a lacustrine context during the rift event that originate the opening of the South Atlantic Ocean. This carbonate unit is considering an important analogue to important reservoirs in Campos Basin (e.g. Coqueiros Formation – Linguado, Pampo, Pargo e Badejo fields) and Santos Basin (e.g. Itapema Formation – Mero and Búzios fields) and, for that reason, the interest in understanding and characterizing these complex and heterogeneous carbonate rocks is growing. In this context, through a multitechnical and multiscale approach, this study aims to reach a reservoir characterization of these deposits, in order to establish a petrophysical model of heterogeneities. To this end, using as a base material a well core of approximately 135,00 meters of the well 2-SMC-02-AL, located in Atol Quarry (“Pedreira Atol”) in São Miguel dos Campos town, State of Alagoas – was realized a analysis involving tomographic, petrographic and petrophysical techniques in order to evaluate the heterogeneity of these rocks under different scales of observation. Therefore, through processes of: (1) downscaling; and later (2) upscaling, a rocktyping process was carried out with the final result of establishing 5 electrofacies. In the end it was possible to evaluate the quality of these electrofacies as reservoirs, with the conclusion the compartmentalization of the Morro do Chaves Formation – in the section exposed at Atol Quarry – in two segments: (1) upper, with greater influence of mineral dissolution; and (2) lower, with greater control of physical parameters by carbonate cementation processes.

Key-Words: RESERVOIR CHARACTERIZATION, COQUINAS, PETROPHYSICS

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1. Representação da abordagem multiescalar utilizada: desde a escala milimétrica de lâminas delgadas, passando por amostras de *plugs* e testemunho até a escala hectométrica dos perfis petrofísicos..... 3
- Figura 2. Localização da Pedreira Atol no contexto da Bacia de Sergipe-Alagoas (modificado de AZAMBUJA *et al.*, 1999)..... 4
- Figura 3. Fotomosaicos da Pedreira do Atol a partir de fotos tiradas de um mirante em campo realizado na área. Na figura inferior ampliação da frente de lavra escavada. 5
- Figura 4. Localização do poço UFRJ 2-SMC-2-AL na Pedreira Atol, Município de São Miguel dos Campos, AL (modificado de *Google Earth* - acesso em março de 2014). 6
- Figura 5. Interface do software *Lithovision*[®] – onde temos o intervalo selecionado na janela “*Well Log*” (destaque em vermelho), as visualizações bidimensional – à esquerda – e tridimensional – à direita – desse intervalo (em amarelo) e a escala de cores conjuntamente com o histograma dos dados compreendidos entre as profundidades em observação na janela “*Color Opacity Editor*” (destacado em verde)..... 9
- Figura 6. Histograma gerado no software *Lithovision*[®]. A. Janela “*Volume transfer function*” gerada para dados de volume (tridimensionais); B. Janela “*Slice transfer function*” proveniente de dados em *slice* (bidimensionais)..... 10
- Figura 7. No software *Lithovision*[®] há a possibilidade de priorizar a visualização de determinados materiais em detrimento de outros através do ajuste em histograma. A. Intervalo na profundidade de 78,00 metros dotado de material siliciclástico (de menor densidade - em azul) e carbonático (mais denso - em vermelho); B. Visualização após ajuste de visualização para os materiais mais densos, tornando somente visível a fração carbonática e minerais densos (como sulfetos) da amostra..... 10
- Figura 8. As tomografias de testemunho tornam possível a identificação de diferenças composicionais nas amostras, bem como promovem uma concepção de intervalos mais ou menos porosos. A. Intervalo na profundidade de 87,00 metros, onde é possível observar a diferença nas respostas de rochas com maior teor de material siliciclástico (partes superior e inferior) e carbonático (ao centro). B. Intervalo na profundidade de 154,00 metros na qual identifica-se uma porção cimentada de maior densidade (superior) e de maior porosidade com menor densidade (inferior). 11

Figura 9. Microtomógrafo SkyScan 1173HE no qual foram realizadas as aquisições das microtomografias nesse trabalho (LIN).....	13
Figura 10. Tomógrafo CoreTom (LRAP).....	13
Figura 11. Processo de segmentação de amostras em fase porosa e rochosa na profundidade de 93,00 metros. A. Dado tomográfico em escala de cinza (não-segmentado). B. Segmentação da fase porosa (azul).	14
Figura 12. Etapa de binarização de dados tomográficos: A. <i>Slice</i> microtomográfico da amostra de <i>plug</i> na profundidade de 93,00 metros em escala de cinza; B. amostra após processo de segmentação em duas fases, tendo como resultado a binarização em matriz e poros.	15
Figura 13. Processo de segmentação de dados microtomográficos. A. A partir de um histograma proveniente da diferença de atenuações da amostra são definidas, pelo menos duas populações. B. A fase porosa a partir do eixo XY após processo de segmentação; C. Fase rochosa a partir do eixo XY; D. Fase porosa a partir do eixo YZ; E. Fase rochosa a partir do eixo YZ.	16
Figura 14. Poros e suas conexões. A. Rocha segmentada em fases porosa e rochosa; B. A ferramenta <i>Auto Skeleton</i> identifica os poros e suas gargantas de poros; C. Modelo final do sistema poroso e suas conexões com números de coordenação atribuídos a cada poro.....	17
Figura 15. Síntese da metodologia proposta para controle e harmonização de dados de perfis de testemunho e poço.....	19
Figura 16. Problema na resposta das ferramentas inerente à retirada de uma amostra de <i>plug</i> na profundidade de 99,50 metros em visualização pelo software <i>Lithovision</i> ®. A. Tomografia do <i>slice</i> central do testemunho a partir do plano XZ; B. Tomografia a partir da planificação radial; C. Tomografia do <i>slice</i> central a partir do plano XZ.	20
Figura 17. Para um melhor controle dos valores atribuídos aos hiatos de dados após o processo de interpolação linear, foram utilizados valores de densidade aparente com fluidos saturados por ar (em cinza) e água (em azul).	21
Figura 18. Para assegurar uma maior veracidade dos dados obtidos em profundidades marcadas por retirada de <i>plugs</i> anteriores a aquisição, foram utilizados valores de densidade aparente com fluidos saturados por ar (em cinza) e água (em azul). ..	22
Figura 19. Dados de diferentes naturezas promovem observações sob diferentes escalas.....	23
Figura 20. Etapa de <i>downscaling</i> realizada a partir dos dados de testemunho de sondagem, onde a partir da análise de lâmina delgada e dados de petrofísica básica e microtomografia de Raios-x dos <i>plugs</i> , foram definidos <i>rocktypes</i>	25

Figura 21. Etapa de <i>upscaling</i> , onde ocorre a extrapolação de aspectos observados sob a escala microscópica para a escala macroscópica.	25
Figura 22. Mapa de localização da Bacia de Sergipe-Alagoas (adaptado de Lana, 1990).	27
Figura 23. Diagrama estratigráfico da Sub-bacia de Alagoas. Destaque em vermelho para a Formação Morro do Chaves (CAMPOS NETO, 2007).	28
Figura 24. Modelo proposto acerca do contexto tectônico e deposicional da Formação Morro do Chaves, destacando a diferença do contexto de sedimentação da margem flexural, à direita, e ativa, à esquerda (TEIXEIRA, 2012).....	30
Figura 25. Representação da Lei de Darcy, demonstrando a percolação de um fluido de vazão unidirecional através de uma amostra horizontal.....	34
Figura 26. Porosidade em carbonatos recentes e antigos (modificado de Tucker & Dias Brito, 2017).	35
Figura 27. A classificação de espaço poroso proposto por Choquette & Pray (1970) levando em consideração principalmente em termos de fábrica seletiva ou não-seletiva (adaptado de Choquette & Pray, 1970)	37
Figura 28. Tipos de porosidades encontrados em rochas carbonáticas segundo Lucia (2007) (adaptado de Lucia, 2007).	39
Figura 29. Comparação das classificações de porosidade de carbonatos por Archie (1952), Choquette & Pray (1970) e Lucia (1983) tendo como base os tipos de poros (adaptado de Lucia, 1995).	40
Figura 30. Comparação entre as terminologias adotadas pelos dois autores (adaptado de Lucia, 2007).	42
Figura 31. Ilustração do processo de aquisição das projeções e seu posterior processamento a fim de transformá-las em imagens tridimensionais (LANDIS e KEANE, <i>op. cit. apud</i> MANTOVANI, 2013).	46
Figura 32. Ilustração comparativa entre o pixel e o seu correspondente tridimensional voxel (LIMA, 2006).	46
Figura 33. Através da exposição de rochas a raios-x sob diferentes configurações de energias, pode-se adquirir diferentes informações (adaptado de Ellis <i>et al.</i> , 1983)	48
Figura 34. Resultado do “Dual Energy CT” no poço 2-SMC-02-AL entre as profundidades de 130,80 e 132,10 metros. A esquerda observa-se a tomografia do testemunho de sondagem acompanhado, ao centro, pelo perfil de densidade e, à direita, pelo perfil de fator fotoelétrico. Nota-se a diferença nas respostas dos perfis entre a coquina - maior densidade e constituída por material carbonático (representada pelos tons mais claros) e o argilito - menor densidade e composto por material siliciclástico	

- (em tons mais escuros). Outra observação pertinente gira em torno da comum ausência de dados em hiatos do testemunho. 52
- Figura 35.** Fácies tomográficas propostas no presente estudo. Coq, Coqc e Calc possuem as maiores proporções de material carbonático (75-100%); Coqi possui participação balanceada entre material carbonático (50-75%) e siliciclástico (25-50%); Arc é composta majoritariamente por material siliciclástico (50 à aproximadamente 100%); e Ar e Arg possuem valores superiores a 90% de composição siliciclástica. 56
- Figura 36.** Frequência de ocorrência das fácies tomográficas no testemunho de sondagem. 57
- Figura 37.** Fácies tomográfica Coq vista sob perspectivas perpendiculares. Nota-se a baixa densidade dessa fácies com alto grau de porosidade, perceptível ainda sob escala de testemunho. A. Profundidade de 83,10 metros. B. Profundidade de 84,10 metros. 58
- Figura 38.** Fácies tomográfica Coqc vista sob perspectivas perpendiculares. Notam-se poros vulgares/móldicos envoltos a respostas de alta densidade na rocha. A. Profundidade de 88,00 metros. B. Profundidade de 140,70 metros. 59
- Figura 39.** Fácies tomográfica Ar vista sob perspectivas perpendiculares. Em comparação as fácies Coq e Coqc, apresenta menor tamanho de grãos e densidade reduzida em função da diferença de material. A. Profundidade de 94,40 metros. B. Profundidade de 99,50 metros. 60
- Figura 40.** Fácies tomográfica Arc vista sob perspectivas perpendiculares. Nota-se a diferença de densidade dos materiais que compõem essa fácies e a morfologia das conchas. A. Profundidade de 87,50 metros. B. Profundidade de 170,80 metros... 61
- Figura 41.** Fácies tomográfica Coqi vista sob visadas perpendiculares. A exemplo da fácies Arc, nota-se a diferença das respostas de densidade dos minerais que compõem a rocha. A. Profundidade de 87,40 metros. B. Profundidade de 113,45 metros. 62
- Figura 42.** Fácies tomográfica Arg vista sob visadas perpendiculares. Observa-se a intercalação com níveis carbonáticos de aspecto cristalino e presença de sulfetos com respostas de alta densidade. A. Profundidade de 100,20 metros. B. Profundidade de 77,40 metros. 63
- Figura 43.** Fácies tomográfica Calc vista sob perspectivas perpendiculares. A. Na profundidade de 100,30 metros nota-se a sobreposição à fácies Arg, bem seu o aspecto nodular; B. Na profundidade de 76,80 metros nota-se um aspecto relativamente “cego”, com ausência de estruturas diferenciáveis observáveis e, mais uma vez, associação com a fácies Arg sobreposta. 64

- Figura 44. Fácies tomográfica Coq. Observar em destaque em amarelo a porosidade móldica presente nessa fácies. (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 93,00 m, N//, aumento 5X) 66**
- Figura 45. Poros móldicos totais e parciais observados na fácies tomográfica Coq. A. imagem não interpretada. B. Em verde observam-se poros móldicos parciais, onde ainda há partes de conchas não dissolvidas, enquanto que em amarelo temos poros móldicos totais, onde se nota a presença de partículas interiores ao poro, sendo estas remetidas ao processo de compactação física o qual deslocou o cimento circundante a antiga concha para dentro do poro móldico. (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 115,00 m, N//, aumento 5X). 67**
- Figura 46. Poros móldicos totais e parciais na profundidade de 148,00 metros. A. Segmento da lâmina delgada. B. Destacado em amarelo observam-se poros móldicos preenchidos por cimentação carbonática. (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 148,00 m, N//, aumento 5X). 68**
- Figura 47. Modelo de evolução diagenética proposto adaptado de Choquette e Pray (1970) com adição dos poros moldes parciais. 69**
- Figura 48. Grãos finos ocorrem em meio ao denso material carbonático na fácies Coqc. (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 109,35 m, N//, aumento 5X). 70**
- Figura 49. Lâminas delgadas da fácies tomográfica Ar. A. Nota-se presença majoritária de porosidade intergranular (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 80,00 m, N//, aumento 5X). B. Figura não interpretada. C. Poros vulgares destacados em amarelo. (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 94,40 m, N//, aumento 5X). 71**
- Figura 50. Lâminas delgadas da fácies tomográfica Coqi. A. Notam-se os efeitos da compactação que além da diminuição da porosidade, levou a compactação de do material lamoso originando pseudomatriz (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 88,35 m, N//, aumento 5X).; B. Composição mineralógica variada presente nessa fácies. (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 113,70 m, N//, aumento 5X). 72**
- Figura 51. A compactação provoca o fraturamento de grãos e cimentos na fácies tomográfica Coqi. A. Imagem não interpretada. B. Fraturamento de bioclasto e envelope de cimento, observa-se o rejeito resultante do movimento (em vermelho). Em amarelo observa-se o sentido do movimento que originou a ruptura. (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 87,35 m, N//, aumento 5X). 73**
- Figura 52. Lâmina da fácies tomográfica Argilito. A. Figura não interpretada. B. Destacado em vermelho é possível identificar um estreito canal (microfratura) cortando a lâmina delgada em toda sua extensão; em amarelo estão destacadas as conchas e fragmentos de conchas observados. (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 196,65 m, N//, aumento 5X). 74**

- Figura 53. Fácies tomográfica Calcário Cristalino. A. Região de lâmina na profundidade de 192,05 metros, onde observa-se alta presença de conchas e expressiva presença de cimento carbonático. (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 192,05 m, N//, aumento 5X). B. Comparação entre os dois aspectos dessa fácies tomográficas (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 196,65 m, N//, aumento 5X). 75**
- Figura 54. Gráfico com os dados de petrofísica básica das amostras de *plug*. Foram reconhecidas duas populações de dados. Acima da linha vermelha, com maiores valores dos parâmetros petrofísicos; e abaixo, com menores..... 76**
- Figura 55. Fácies Tomográficas correspondentes as populações observadas..... 78**
- Figura 56. *Slices* microtomográficos após processo de segmentação. A. Fácies Coq na profundidade de 93,00 metros; B. Ar e Arc na profundidade de 94,40 metros; C. Fácies tomográfica Coqi na profundidade de 87,35 metros; D. Fácies Coqc e Calc na profundidade de 140,80 metros. 80**
- Figura 57. Fases porosas adquiridas através da Microtomografia de Raios-X. A. Amostra na profundidade de 93,00 metros, é possível notar a ampla densidade de poros, bem como a dimensão avantajada de seus poros (espaço poroso vugular). B. Amostra na profundidade de 94,40, onde observa-se uma grande quantidade de poros e, em comparação a figura A, seu tamanho de poros reduzido (espaço poroso intragranular)..... 81**
- Figura 58. Sistema poroso tridimensional adquirido através de microtomografia de Raios-X. A. Amostra na profundidade de 87,35 metros onde nota-se porosidade vugular dispersa com baixa conexão entre si. A baixa qualidade do dado microtomográfico não permite a identificação uma grande quantidade de poros. B. Microtomografia de *plug* na profundidade 140,80 metros, com aparente alta densidade de poros na porção central da amostra, todavia, ocorrem de maneira isolada entre si..... 82**
- Figura 59. Fase porosa (azul com transparência) com poros vugulares encontrados na amostra de *plug* na profundidade de 93,00 metros. 83**
- Figura 60. Fase porosa (em azul com transparência) e gargantas de poros na profundidade de 93,00 metros. Nota-se o estabelecimento de complexos porosos interligados..... 84**
- Figura 61. Histograma dos números de coordenação da amostra na profundidade de 93,00 metros. O quadro inferior refere-se ao zoom das baixas frequências de ocorrência..... 85**
- Figura 62. Histograma dos números de coordenação da amostra 94,40 metros. Nota-se a baixa conectividade através da população de dados iguais a 1,0. O quadro inferior refere-se ao zoom das baixas frequências de ocorrência..... 87**

- Figura 63.** Fase porosa (em azul com transparência) e gargantas de poros na profundidade de 94,40 metros. Nota-se o a grande densidade de poros com uniformidade da garganta de poros, ambas com menor diâmetro quando comparado aos poros vulgares presentes. 88
- Figura 64.** Microtomografia com resoluções diferentes na fácies tomográfica Coqi. A. Imagem com resolução de 21 μm , onde a identificação de poros é realizada com certa dificuldade. B. Imagem tomográfica com resolução 14 μm na qual torna-se possível a identificação de feições com tamanho reduzido, inclusive poros interparticulares. 89
- Figura 65.** Número de coordenação da amostra 87,35 metros com baixa definição. Os valores indicam um baixo reconhecimento de poros e conexões. O quadro inferior refere-se ao zoom das baixas frequências de ocorrência,..... 90
- Figura 66.** Números de coordenação da amostra na profundidade de 87,35 metros com resolução de 14 μm . Grandes números de coordenação são atribuídos em função do potencial de observação de poros que essa resolução permite. Entretanto, a distribuição dos valores concentra-se em baixos valores, indicando, ainda assim, uma baixa conectividade de poros. O quadro inferior refere-se ao zoom das baixas frequências de ocorrência..... 92
- Figura 67.** Arranjo poroso (em azul com transparência) e garganta de poros da amostra de *plug* na profundidade de 87,35 metros. Observa-se a variação no tamanho dos poros e as cores atribuídas as gargantas de poros em função de sua largura (em geral vermelhas demonstrando uma moderada uniformidade)..... 93
- Figura 68.** Bioclastos que não sofreram com processos de dissolução afetam negativamente a porosidade das amostras dessa fácies. A. Figura não interpretada. B. Observa-se ausência de porosidade em formato de valva..... 94
- Figura 69.** Sistema poroso (em azul com transparência) e garganta de poros da amostra de *plug* na profundidade de 140,80 metros. Por se tratar de um volume tridimensional, observa-se uma maior densidade de poros ao centro da figura. Entretanto, nas bordas é possível observar a ocorrência de poros vulgares isolados ou com baixa conectividade. 96
- Figura 70.** Números de coordenação da amostra 140,80 metros. O quadro inferior refere-se ao zoom das baixas frequências de ocorrência, 97
- Figura 71.** Visualização do sistema poroso da amostra na profundidade 140,80 metros na ferramenta *Auto Skeleton*. Observa-se que, apesar da relativa alta quantidade de poros determinados, há uma baixa conexão entre estes com raras exceções de pequenos complexos de poros vulgares marcados conferidos por cores mais próximas de amarelo e vermelho..... 98

Figura 72. Foram propostos 4 grupos com base nas 2 populações iniciais de dados de petrofísica básica.....	99
Figura 73. A numeração dos grupos anteriormente definidos foi mantida no estabelecimento dos <i>rocktypes</i> . Nos <i>rocktypes</i> foi determinado um conjunto de rochas referentes aos argilitos.	101
Figura 74. Gráfico com valores de porosidade e permeabilidade através de ensaios de petrofísica básica nos <i>plugs</i>	103
Figura 75. <i>Rocktype</i> 1 sob escala macroscópica na profundidade de 93,00 metros. A. Amostra em testemunho de sondagem. B. Tomografia do testemunho com visualização tridimensional. C. <i>Slice</i> de tomografia de testemunho.....	105
Figura 76. Lâmina delgada e dados microtomográficos do <i>Rocktype</i> 1 na amostra de <i>plug</i> na profundidade de 93,00 metros. A. Lâmina delgada. B. <i>Slice</i> após segmentação em fase rochosa e porosa (em azul). C. Sistema poroso resultado da segmentação	106
Figura 77. Respostas do <i>Rocktype</i> 1 nos perfis petrofísicos na profundidade de 93,00 metros (testemunho) ou 92,80 metros (perfis).....	107
Figura 78. <i>Rocktype</i> 2 sob escala macroscópica na profundidade de 94,40 metros. A. Amostra em testemunho de sondagem. B. Tomografia do testemunho com visualização tridimensional. C. <i>Slice</i> de tomografia de testemunho.....	109
Figura 79. Lâmina delgada e dados microtomográficos da amostra de <i>plug</i> na profundidade de 94,40 metros. A. Lâmina delgada. B. <i>Slice</i> após segmentação em fase rochosa e porosa (em azul). C. Sistema poroso resultado da segmentação.	110
Figura 80. Respostas do <i>Rocktype</i> 2 nos perfis petrofísicos na profundidade de 94,40 metros (testemunho) ou 94,19 metros (perfis).....	111
Figura 81. <i>Rocktype</i> 3 sob escala macroscópica na profundidade de 87,35 metros. A. Amostra em testemunho de sondagem. B. Tomografia do testemunho com visualização tridimensional. C. <i>Slice</i> de tomografia de testemunho.....	114
Figura 82. Lâmina delgada e dados microtomográficos do <i>Rocktype</i> 3 na amostra de <i>plug</i> na profundidade de 87,35 metros. A. Lâmina delgada. B. <i>Slice</i> após segmentação em fase rochosa e porosa (em azul). C. Sistema poroso resultado da segmentação.	115
Figura 83. Respostas do <i>Rocktype</i> 3 nos perfis petrofísicos na profundidade de 87,35 metros (testemunho) ou 87,02 metros (perfis).....	116
Figura 84. Lâmina delgada e dados microtomográficos do <i>Rocktype</i> 4 na amostra de <i>plug</i> na profundidade de 140,80 metros. A. Lâmina delgada. B. <i>Slice</i> após segmentação em fase rochosa e porosa (em azul). C. Sistema poroso resultado da segmentação.	118

Figura 85. <i>Rocktype</i> 4 sob escala macroscópica na profundidade de 140,80 metros. A. Amostra em testemunho de sondagem. B. Tomografia do testemunho com visualização tridimensional. C. <i>Slice</i> de tomografia de testemunho.....	119
Figura 86. Respostas do <i>Rocktype</i> 4 nos perfis petrofísicos na profundidade de 140,80 metros (testemunho) ou 140,05 metros (perfis).....	120
Figura 87. <i>Rocktype</i> 5 sob escala macroscópica na profundidade de 136,75 metros. A. Amostra em testemunho de sondagem. B. Tomografia do testemunho com visualização tridimensional. C. <i>Slice</i> de tomografia de testemunho.....	122
Figura 88. Respostas do <i>Rocktype</i> 5 nos perfis petrofísicos na profundidade de 136,30 metros (testemunho) ou 130,10 metros (perfis).....	123
Figura 89. Cutoffs estabelecidos para as eletrofácies nos dados do perfil de raios gama.	125
Figura 90. Cutoffs estabelecidos para as eletrofácies nos dados do perfil de fator fotoelétrico.	126
Figura 91. Cutoffs estabelecidos para as eletrofácies nos dados do perfil de densidade.	126
Figura 92. Separação de <i>rocktypes</i> em perfis petrofísicos de acordo com os cutoffs estabelecidos. Observa-se que o <i>rocktype</i> 1 separa-se: do 2 através dos valores de perfil de fator fotoelétrico	127
Figura 93. Gráfico fator fotoelétrico x densidade. Pode-se observar como os cutoffs foram estabelecidos.	128
Figura 94. Gráfico de ocorrência das eletrofácies em toda extensão do poço.	129
Figura 95. Perfis petrofísicos com <i>rocktypes</i>	130
Figura 96. Gráfico comparativa entre a identificação de fácies tomográficas através de eletrofácies.	131
Figura 97. Gráfico fator fotoelétrico x densidade no segmento denominado Morro do Chaves Superior.....	132
Figura 98. Gráfico fator fotoelétrico x densidade na porção denominada Morro do Chaves Inferior.	133
Figura 99. A seção da Formação Morro do Chaves na Pedreira Atol é segmentada em dois compartimentos: Superior (com predomínio da Eletrofácies 1), e Inferior (com ocorrência dominante da Eletrofácies 4).....	134

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Informações acerca dos dados de perfuração do poço estratigráfico 2-SMC-02-AL. Fonte: Relatório Interno de abandono do poço.	7
Tabela 2. Dados de densidade de fluidos.	21
Tabela 3. <i>Rocktyping</i> de rochas carbonáticas proposto por Archie (1952).....	36
Tabela 4. Poros classificados em relação a seus tamanhos (Choquette & Pray, 1970).	38
Tabela 5. Agentes potencializadores e agentes redutores de porosidade em rochas carbonáticas.....	43
Tabela 6. Valores de densidade de algumas rochas e fluidos.....	50
Tabela 7. Alguns valores de fator fotoelétrico para algumas litologias. É importante destacar a notável diferença entre rochas de composições carbonáticas (carbonato com valores mais altos) e siliciclásticas (arenito e folhelho com os menores valores).	51
Tabela 8. Tabela de Fácies Tomográficas definidas.	55
Tabela 9. Respostas das fácies tomográficas nos dados de petrofísica básica.....	77
Tabela 10. Valores adquiridos através da análise de microtomografia de Raios-X.	79
Tabela 11. Através da análise qualitativa do arcabouço poroso de amostras de <i>plugs</i> , foram identificados 4 grupos dotados de sistemas porosos distintos.....	100
Tabela 12. Valores mínimos e máximos de porosidade e permeabilidade da petrofísica básica para cada <i>rocktype</i>	102

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1..... 20

Equação 2..... 32

Equação 3..... 33

Equação 4..... 44

Equação 5..... 49

Equação 6..... 50

LISTA DE SIGLAS E SÍMBOLOS

AL	Estado de Alagoas
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
B/e	Barns/eléctron (unidade de absorção de fator fotoelétrico)
E	Leste
g/cm ³	Gramas por centímetro cúbico
GApi	Graus API
km	Quilômetro
km ²	Quilômetros quadrados
m	Metros
Máx	Máximo
mD	milidarcy
Mín	Mínimo
mm	Milímetro
N	Norte
Prof	Profundidade
Psi	<i>Pound force per square inch</i> (unidade de pressão)
SE	Estado de Sergipe
CT	<i>Computed Tomography</i> – Tomografia Computadorizada
DECT	<i>Dual-Energy Computed Tomography</i> – Tomografia Computadorizada de Duas-Energias
µm	Micrometro
N//	Nicóis paralelos
Lâm	Lâmina

SUMÁRIO

RESUMO.....	viii
ABSTRACT	ix
LISTA DE TABELAS	xix
1 INTRODUÇÃO.....	1
2 OBJETIVO E FINALIDADE.....	3
3 MATERIAIS E MÉTODOS.....	4
3.1 Área de estudo	4
3.2 Análise multitécnica – dados de rocha	6
3.3 Análise multitécnica – petrofísica básica	7
3.4 Análise multitécnica – tomografia computadorizada de Raios-X.....	8
3.5 Análise multitécnica – fácies tomográficas.....	17
3.6 Análise multitécnica – perfis petrofísicos	18
3.7 Análise multiescalar	23
4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	26
4.1 Contexto geológico.....	26
4.2 Coquinas.....	30
4.3 Petrofísica.....	31
4.4 Tomografia de Raios-X.....	44
4.4.1 Fácies tomográficas.....	47
4.4.2 Tomografia de duas energias – “ <i>Dual Energy Computerized Tomography</i> ”.....	48
4.5 Perfil de raios gama (<i>Gamma-Ray – GR</i>)	52
4.6 <i>Rocktypes</i>	53
4.7 Eletrofácies.....	54
5 RESULTADOS E DISCUSSÃO	55
5.1 Fácies tomográficas	55
5.2 Análise petrográfica	65
5.3 Petrofísica básica	76
5.4 Microtomografia de Raios-X	78
5.5 <i>Rocktypes</i>	100

5.5.1	<i>Rocktype 1</i>	104
5.5.2	<i>Rocktype 2</i>	108
5.5.3	<i>Rocktype 3</i>	112
5.5.4	<i>Rocktype 4</i>	117
5.5.5	<i>Rocktype 5</i>	121
5.6	Algoritmo de eletrofácies	125
5.7	Eletrofácies.....	127
5.8	Indicadores de Qualidade de Reservatório	131
6	CONCLUSÃO	135
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	137
	APÊNDICE I – FÁCIES TOMOGRÁFICAS.....	1
	APÊNDICE II – DADOS DAS AMOSTRAS DE <i>PLUGS</i>	1
	APÊNDICE III – SCRIPT PYTHON PARA ELETROFÁCIES	1

1 INTRODUÇÃO

Rochas carbonáticas compõem cerca de 50% dos reservatórios de petróleo no mundo, além de representarem aproximadamente 60% da produção mundial. A importância do estudo das rochas carbonáticas é crescente em função do potencial petrolífero dos depósitos do intervalo Pré-sal das bacias da margem continental Leste brasileira. Essas rochas compreendem importantes reservatórios de petróleo, principalmente na bacia de Santos, correspondendo a mais da metade da produção nacional de óleo e gás a partir do final do ano de 2017 (ANP, 2017).

Os reservatórios Pré-sal da bacia de Santos apresentam-se em dois intervalos, caracterizados por coquinas (Formação Itapema), de idade Jiquiá, e “microbialitos” (Formação Barra Velha), de idade Alagoas. Tais coquinas mostram-se *plays* importantes nos campos de Búzios (LEBRE, 2019) e Mero (CARLOTTO *et al.*, 2017); têm como correlatas as coquinas de mesma idade na bacia de Campos (Formação Coqueiros), onde produzem óleo desde a década de 1970, nos campos de Linguado, Pampo, Pargo e Badejo (MUNIZ, 2013; HERLINGER *et al.*, 2017); e têm como análogo para frequentes estudos deposicionais e petrofísicos as coquinas igualmente de idade Jiquiá (Barremiano/Aptiano) da bacia de Sergipe-Alagoas (Formação Morro do Chaves), alvo deste estudo.

Reservatórios carbonáticos como as coquinas apresentam elevados graus de heterogeneidades, com grande variação lateral e vertical de fácies e propriedades petrofísicas, representando dessa forma um grande desafio para modelagem com fins exploratórios.

Sendo assim, faz-se necessário uma **abordagem multitécnica** para o entendimento de aspectos inerentes a processos deposicionais e pós-deposicionais dessas rochas, bem como a compreensão de como esses aspectos influenciam nas propriedades físicas das mesmas, alterando a qualidade do reservatório no contexto de um sistema petrolífero.

Por outro lado, uma **abordagem multiescalar** das propriedades petrofísicas dos reservatórios coquina pode ser feita através de diferentes técnicas, configurando um desafio na captura da heterogeneidade de um volume de rocha adequado para simulações de geoengenharia de reservatório. Heterogeneidades em uma menor escala precisam ser transferidas para dados em maior escala para melhor prever/avaliar o comportamento dos reservatórios de hidrocarbonetos (Dernaika *et al.*, 2015)

A disponibilidade de dados de lâminas petrográficas, *plugs*, testemunhos, tomografia dos testemunhos e perfis petrofísicos das coquinas da Formação Morro do Chaves na bacia de Alagoas motiva e justifica a abordagem multiescalar e multitécnica proposta.

2 OBJETIVO E FINALIDADE

Esse trabalho tem como **objetivo** a caracterização de uma sucessão estratigráfica de 130 metros de coquinas da Formação Morro do Chaves (testemunho) através de suas propriedades petrofísicas de reservatório em escalas de *plug* e testemunho e de diferentes técnicas (petrografia, perfis petrofísicos, tomografia computadorizada e petrofísica básica), com a **finalidade** de elaborar um modelo petrofísico de heterogeneidades multiescalar (Figura 1).

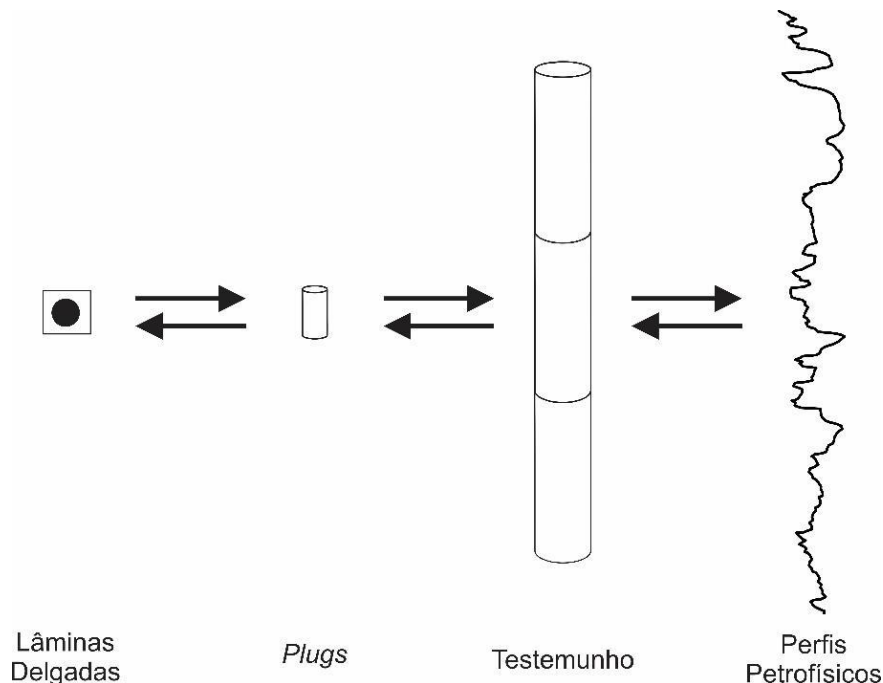


Figura 1. Representação da abordagem multiescalar utilizada: desde a escala milimétrica de lâminas delgadas, passando por amostras de *plugs* e testemunho até a escala hectométrica dos perfis petrofísicos.

Como objetivos secundários, pretende-se obter informações de **(1)** fácies tomográficas em testemunho; **(2)** porosidade através da análise petrográfica em lâminas delgadas e **(3)** petrofísica básica (ensaios laboratoriais) em *plugs*; **(4)** *rocktypes*; e, por fim, **(5)** integram-se tais resultados em um modelo petrofísico de reservatório através da análise de eletrofácies de maneira a caracterizar a heterogeneidade da Formação Morro do Chaves na Pedreira Atol.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Área de estudo

O material de estudo foi obtido em uma pedreira de calcário situada no Município de São Miguel dos Campos, Estado de Alagoas (Figura 2), administrada atualmente pela empresa InterCement. A “Pedreira Atol” – como é conhecida na literatura – apresenta cerca de 60 metros de altura e 1 km de extensão onde se encontram expostos uma sucessão de carbonatos, argilitos e arenitos, que correspondem à Formação Morro do Chaves (CÂMARA, 2013) (Figura 3).



Figura 2. Localização da Pedreira Atol no contexto da Bacia de Sergipe-Alagoas (modificado de AZAMBUJA *et al.*, 1999).



Figura 3. Fotomosaicos da Pedreira do Atol a partir de fotos tiradas de um mirante em campo realizado na área. Na figura inferior ampliação da frente de lavra escavada.

3.2 Análise multitécnica – dados de rocha

O estudo envolveu 52 lâminas delgadas obtidas de *plugs* de um testemunho no intervalo de profundidades de 60 metros a 196 metros (136 metros totais) do poço estratigráfico UFRJ 2-SMC-02-AL (Figura 4, Tabela 1), perfurado através projeto de P,D&I SACL¹.

A localização do poço foi escolhida com base em um trabalho de campo realizado anteriormente na região, tendo como principal objetivo da perfuração a obtenção de um testemunho contínuo para estudos sedimentológicos, estratigráficos, tafonômicos, estruturais, diagenéticos e petrofísicos do intervalo Jiquiá da bacia de Sergipe-Alagoas.



Figura 4. Localização do poço UFRJ 2-SMC-2-AL na Pedreira Atol, Município de São Miguel dos Campos, AL (modificado de *Google Earth* - acesso em março de 2014).

¹ Projeto SACL – *Análise geológica sedimentar de sucessões carbonáticas do Cretáceo em uma bacia sedimentar brasileira* (ANP n.18993-6, Fundação Coppetec IGEO-15.981).

Tabela 1. Informações acerca dos dados de perfuração do poço estratigráfico 2-SMC-02-AL.
Fonte: Relatório Interno de abandono do poço.

Testemunho	Coordenada geográfica	Cobertura sedimentar recente	Fm. Coqueiro Seco	Fm. Morro do Chaves	Fm. Penedo	Recuperação média	Total perfurado
2-SMC-02-AL	9°45'29.05"S 36° 9'10.65"O	30,70 m	33,50 m	165,50 m	18,10 m	97%	214,40 m

A análise petrográfica das 52 lâminas delgadas buscou identificar e quantificar visualmente a composição mineralógica, feições diagenéticas e a porosidade com uso de microscópio de luz transmitida/polarizada (microscópio ZEISS Axioimager A1), com o qual foram obtidas imagens digitais (câmera ZEISS AxioCam HRc).

Na composição mineralógica das coquinas foi avaliada a presença de uma 'matriz' siliciclástica (componentes extrabaciais) nas frações argila, silte e areia em contraste com os bioclastos carbonáticos.

As feições diagenéticas foram avaliadas para determinar o grau de cimentação/dissolução e compactação, em conjunto com a porosidade.

3.3 Análise multitécnica – petrofísica básica

Foram submetidas a ensaios laboratoriais de petrofísica básica 52 amostras de *plugs*, seguindo os procedimentos descritos na Norma API RP 40 pela empresa Solintec ², para obtenção de dados de porosidade, permeabilidade e densidade de grãos.

Os *plugs* (1,5 polegada de altura, 1,0 polegada de diâmetro) foram retirados do testemunho de sondagem no sentido horizontal (concordante as camadas), logo os valores de permeabilidade medidos referem-se à permeabilidade horizontal – como é usual na indústria de óleo e gás.

Os resultados analíticos foram utilizados como um parâmetro de controle dos dados de porosidade obtidos pela técnica de microtomografia computadorizada de Raios-X e de qualidade do perfil petrofísico de densidade (derivado da tomografia de Duas-Energias).

² SOLINTEC - Serviços de Geologia Integrados, sediada na cidade do Rio de Janeiro/RJ.

3.4 Análise multitécnica – tomografia computadorizada de Raios-X

A tomografia computadorizada de Raios-X (q.v. **item 4.4**) é uma técnica baseada em um ensaio não-destrutivo possibilitando a obtenção de imagens ao longo de uma seção em um corpo de prova, por meio de um conjunto de projeções do plano, tendo como ferramenta auxiliar, para efeitos de reconstrução das imagens, softwares de reconstrução (Machado, 2012).

Esse método tem grande aplicação e vem sendo crescentemente empregado na análise de rochas por oferecer dados visuais (bidimensionais e tridimensionais), bem como dados absolutos (como os perfis petrofísicos de densidade e fator fotoelétrico), possibilitando estudos em diversas escalas contemplando as mais diversas finalidades dispensando qualquer prática destrutiva das amostras.

Todavia por mais ampla que seja sua aplicabilidade e funcionalidade, sua principal limitação concerne na resolução das figuras tomográficas, uma vez que, seguindo a lógica de que quanto maior a amostra a ser submetida ao método, menor será a resolução, e, por conseguinte, maior a dificuldade de se observar as menores feições. Bem como, em casos de elevada resolução em amostras de menor dimensão, mais difícil torna-se a observação de feições mais avantajadas, e reduz-se a representatividade dos dados obtidos.

Reconhecendo-se essa condição, e, na necessidade de se realizar uma abordagem multiescalar dessas rochas, nesse trabalho a tomografia computadorizada de Raios-X foi empregada como ferramenta para estudo sob duas escalas de observação: por meio da **tomografia do testemunho** de sondagem e da **microtomografia de Raios-X**.

Tomografia de testemunho – As imagens de tomografia dos testemunhos de sondagem, com resolução de 500 μm , foram cedidas pela empresa Ingrain/Halliburton-Brasil, as quais foram utilizadas para identificação estruturas sedimentares e feições estruturais (maiores que 0,3 cm), além de litologias.

A análise das imagens tomográficas permitiu oferecer através de software específico (Lithovision^{®3}), de forma diferenciada do seu uso comum, uma abordagem

³ Ingrain/Halliburton.

petrofísica qualitativa da densidade das rochas, que é função da porosidade das rochas (q.v. **item 4.4.2**).

Nesse trabalho os dados provenientes das tomografias de testemunho de sondagem foram analisados com auxílio do *software Lithovision*® (Figura 5), onde é possível a manipulação desses com atribuições de diferentes escalas de cores correspondentes ao “*CT Value*” – que representa uma escala arbitrária de valores referentes à atenuação de Raios-X do material e consequentemente diretamente relacionada à densidade do material.

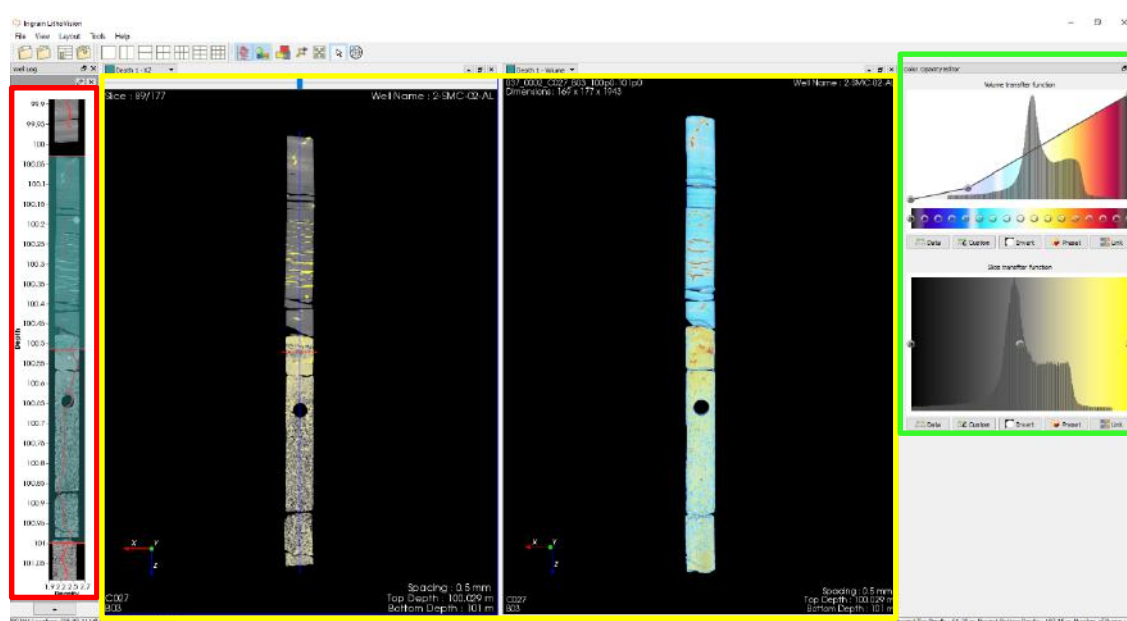


Figura 5. Interface do software *Lithovision*® – onde temos o intervalo selecionado na janela “*Well Log*” (destaque em **vermelho**), as visualizações bidimensional – à esquerda – e tridimensional – à direita – desse intervalo (em **amarelo**) e a escala de cores conjuntamente com o histograma dos dados compreendidos entre as profundidades em observação na janela “*Color Opacity Editor*” (destacado em **verde**).

Os valores de “*CT Value*” são representados em um histograma (Figura 6) referente ao intervalo do testemunho a ser analisado, em função de uma distribuição das diferenças de densidade para cada amostra. Isto posto, ao escolher uma carta de cores pré-estabelecida, é possível ainda modificá-la a fim de priorizar a visualização de um determinado *range* de materiais em detrimento de outros (Figura 7), e assim orientar a análise desses dados em direção a uma visualização mais pertinente ao estudo em questão.

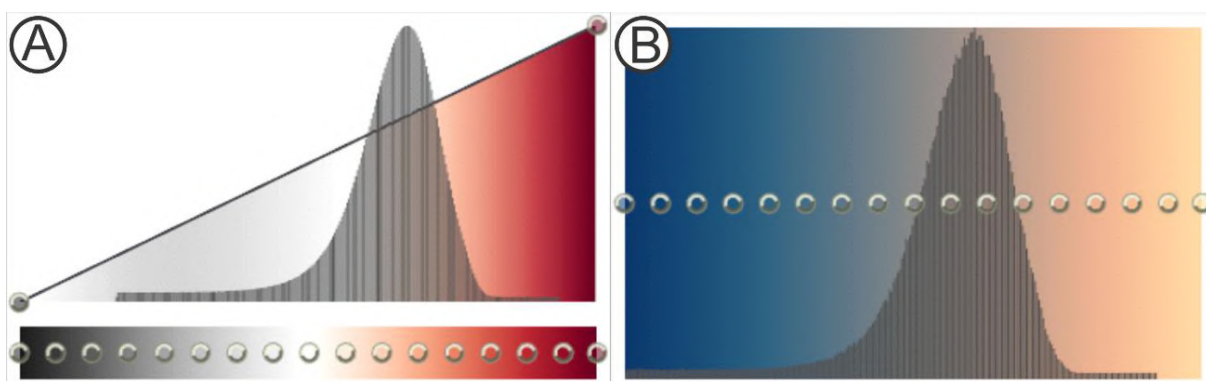


Figura 6. Histograma gerado no software *Lithovision*®. **A.** Janela “Volume transfer function” gerada para dados de volume (tridimensionais); **B.** Janela “Slice transfer function” proveniente de dados em *slice* (bidimensionais).

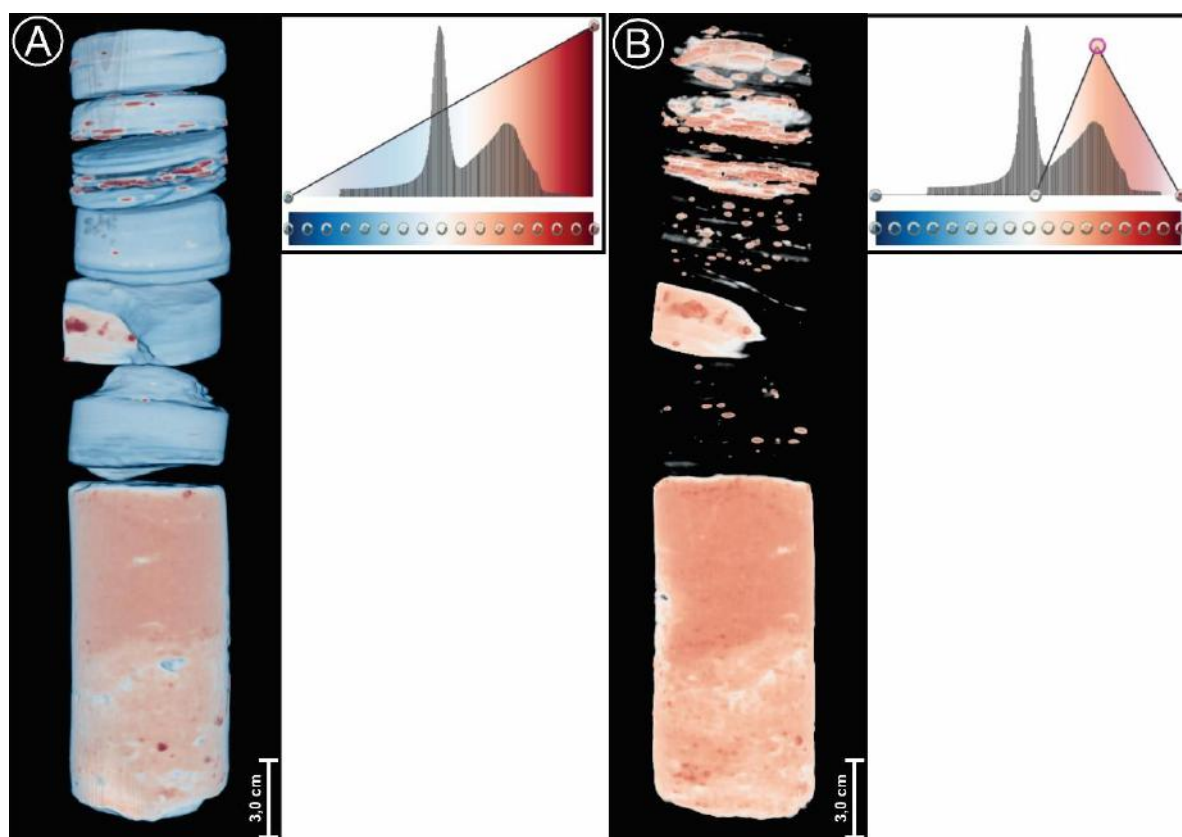


Figura 7. No software *Lithovision*® há a possibilidade de priorizar a visualização de determinados materiais em detrimento de outros através do ajuste em histograma. **A.** Intervalo na profundidade de 78,00 metros dotado de material siliciclástico (de menor densidade - em azul) e carbonático (mais denso - em vermelho); **B.** Visualização após ajuste de visualização para os materiais mais densos, tornando somente visível a fração carbonática e minerais densos (como sulfetos) da amostra.

Portanto, nesse trabalho a tomografia de testemunho foi utilizada principalmente para diferenciação litológica – levando em conta a avaliação do

material constituinte; e, para fins petrofísicos, possibilitando uma avaliação qualitativa da porosidade dessas rochas (Figura 8).

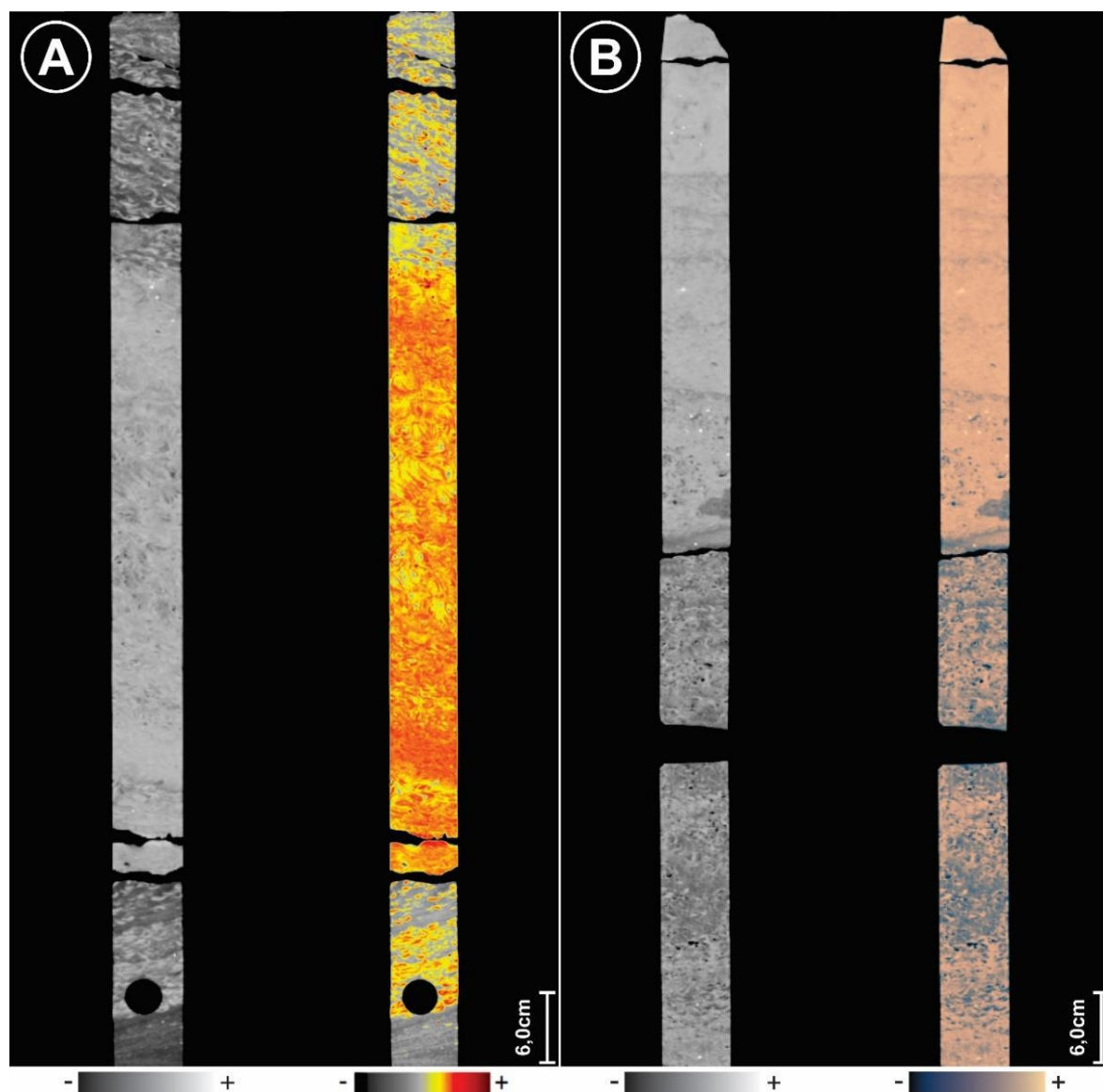


Figura 8. As tomografias de testemunho tornam possível a identificação de diferenças composicionais nas amostras, bem como promovem uma concepção de intervalos mais ou menos porosos. **A.** Intervalo na profundidade de 87,00 metros, onde é possível observar a diferença nas respostas de rochas com maior teor de material siliciclástico (partes superior e inferior) e carbonático (ao centro). **B.** Intervalo na profundidade de 154,00 metros na qual identifica-se uma porção cimentada de maior densidade (superior) e de maior porosidade com menor densidade (inferior).

Microtomografia de Raios-X (MicroCT) – Amostras de *plugs*, com dimensões de 1,0 polegada (2,57 cm) x 1,5 polegada (3,81 cm), foram submetidos a ensaios no microtomógrafo SkyScan 1173HE⁴ (Figura 9) e no tomógrafo CoreTom⁵ (Figura 10), para a obtenção de imagens que foram utilizadas na construção do sistema poroso 3D.

O microtomógrafo SkyScan 1173HE é equipado com um tubo de Raios-X microfocado com anodo de tungstênio (W), ponto focal menor que 5 µm e potência de 8 W, que opera com energia variando entre 40 e 130 kV. Esse microtomógrafo utiliza um detector do tipo “*flat panel*” com matriz 2240 x 2240 pixels, com tamanho de pixel 50 µm e 12 bit de range dinâmico, realizando aquisições de objetos de até 200 mm de comprimento e 140 mm de diâmetro. Esse equipamento produz um feixe cônico para aquisição das imagens transmitidas do objeto em diferentes posições angulares, que durante o processo, pode rotacionar 180° ou ainda 360° (com intuito de duplicar a aquisição de dados e assim minimizar a ocorrência de artefatos) com passo angular fixo, onde a cada passo uma imagem transmitida é registrada, de forma assim que quanto menor o passo configurado, maior a qualidade dos dados. Cada figura é salva como arquivos de 16 bits, extensão em .TIFF (MACHADO, 2016). A partir desse aparelho foram imagens tomográficas com resolução de 21 µm.

O CoreTom é um equipamento de multi-resolução que utiliza fonte de Raios-X e realiza microtomografias em 3D otimizadas para alta resolução, imageamento de testemunhos de rochas até *plugs*. Desenvolvido para aplicações em geologia e ciências da terra, é ideal para imageamento de amostras de reservatório e combinar informações desde escala de poro até escala de testemunho. Esse equipamento gerou microtomografias com resolução de 14 µm.

⁴ Pertencente ao LIN – Laboratório de Instrumentação Nuclear da COPPE-UFRJ.

⁵ Pertencente ao LRAP – Laboratório de Recuperação Avançada de Petróleo da COPPE-UFRJ



Figura 9. Microtomógrafo SkyScan 1173HE no qual foram realizadas as aquisições das microtomografias nesse trabalho (LIN).



Figura 10. Tomógrafo CoreTom (LRAP).

Após a aquisição de dados os arquivos são processados, empilhados e posteriormente passam por processo de segmentação através do *software* Avizo Fire®, onde a amostra é dividida em fases em função da densidade do material constituinte, de forma que, no contexto desse trabalho as amostras foram divididas em duas fases: volume de rocha (partículas), que abrange a rocha propriamente dita, e volume de vazios, referente ao arcabouço poroso das amostras.

As etapas de reconstrução, visualização e processamento, foram utilizadas as configurações segundo método usado por Machado (2016). Uma etapa anterior à segmentação, consiste-se na avaliação da qualidade do dado, onde julga-se necessário ou não, a aplicação de filtros, que tem como objetivo a redução de ruídos nas imagens a fim de suavizá-las sem interferência na resolução das mesmas (MACHADO, 2016). Na maior parte das amostras dotadas de composição mineralógica diversificada, for utilizado o filtro *Non-Local-Means*.

A etapa de segmentação é um processo interpretativo, que envolve a identificação e diferenciação das fases porosa e rochosa (Figura 11). De forma que, a partir de um histograma provenientes das diferentes atenuações dos diferentes materiais que interagem com os raios-X, é possível definir populações com base em aspectos visuais através da ferramenta *Threshold*.

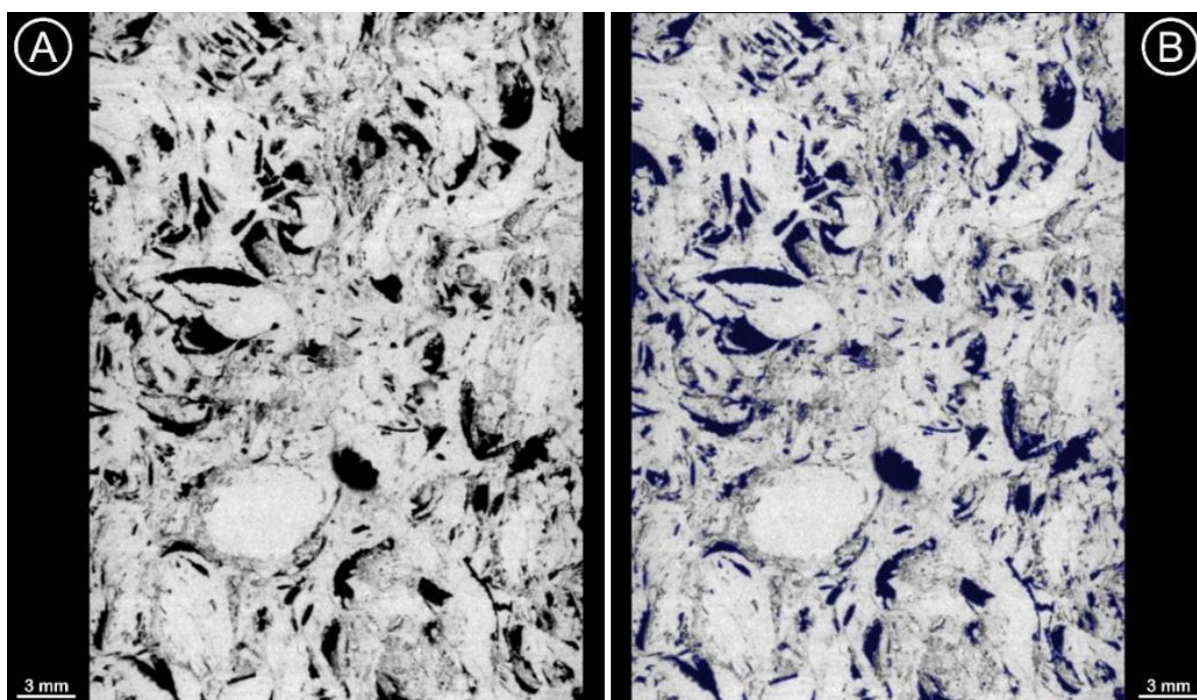


Figura 11. Processo de segmentação de amostras em fase porosa e rochosa na profundidade de 93,00 metros. **A.** Dado tomográfico em escala de cinza (não-segmentado). **B.** Segmentação da fase porosa (azul).

O processo de segmentação leva a binarização das imagens tomográficas em cada *slice* (dado bidimensional) como explicitado na figura 12. E a partir dos pixels segmentados, obtém-se os voxels gerando assim um modelo tridimensional da rocha em duas fases (Figura 13).

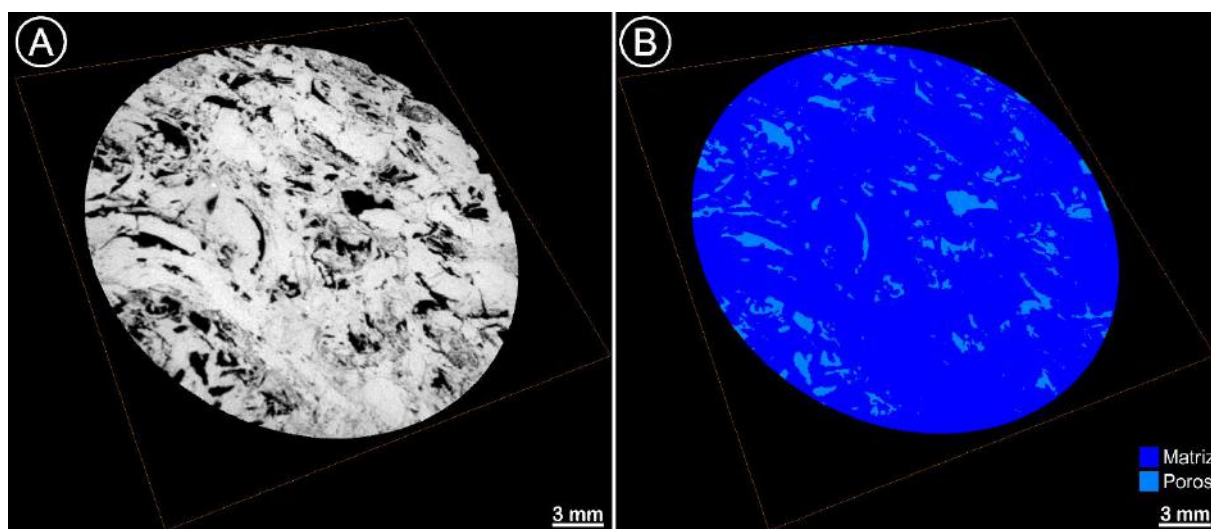


Figura 12. Etapa de binarização de dados tomográficos: **A.** *Slice* microtomográfico da amostra de *plug* na profundidade de 93,00 metros em escala de cinza; **B.** amostra após processo de segmentação em duas fases, tendo como resultado a binarização em matriz e poros.

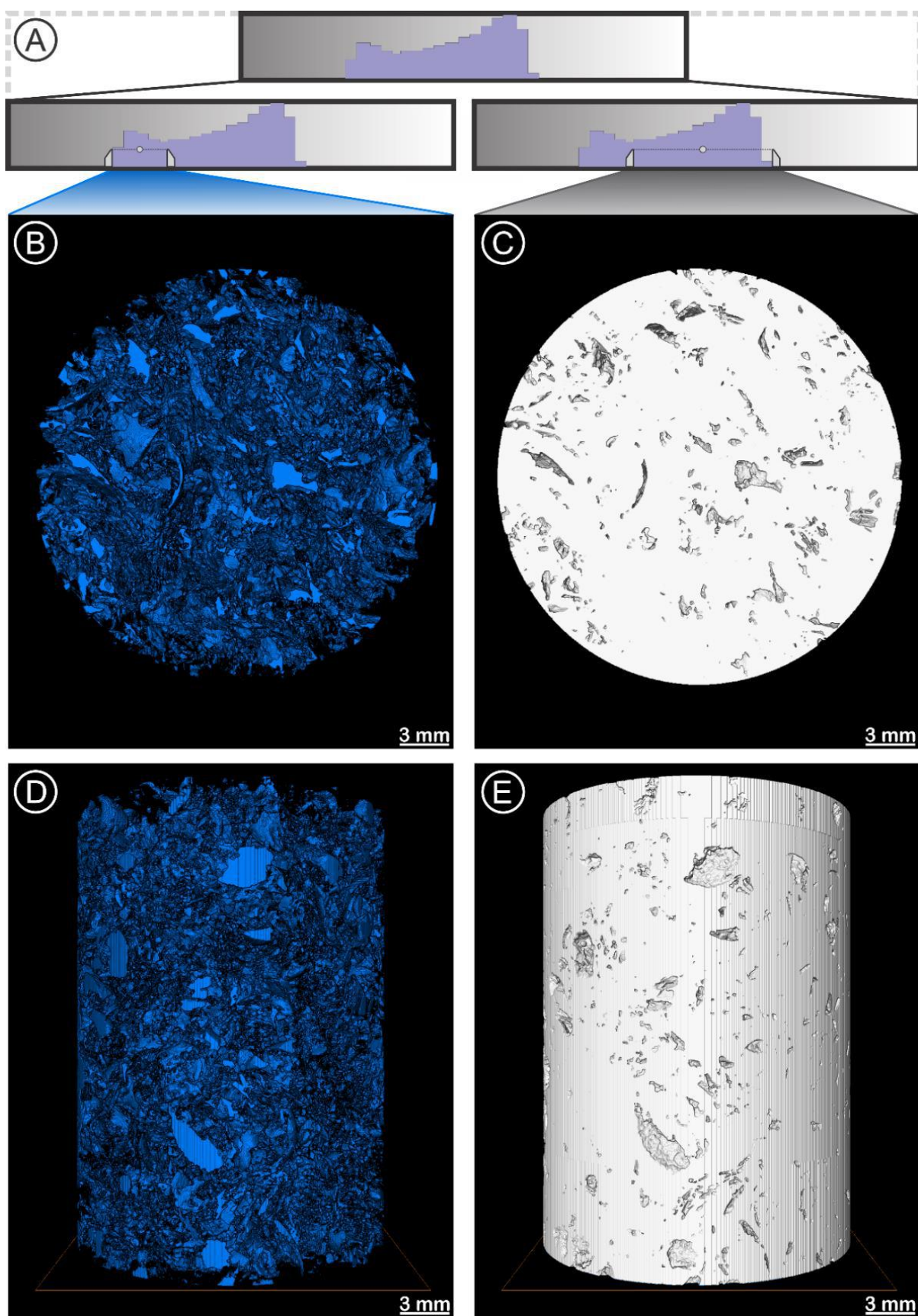


Figura 13. Processo de segmentação de dados microtomográficos. **A.** A partir de um histograma proveniente da diferença de atenuações da amostra são definidas, pelo menos duas populações. **B.** A fase porosa a partir do eixo XY após processo de segmentação; **C.** Fase rochosa a partir do eixo XY; **D.** Fase porosa a partir do eixo YZ; **E.** Fase rochosa a partir do eixo YZ.

Conectividade de poros. – A conectividade entre os poros foi avaliada a partir da ferramenta *Auto Skeleton* do software *Avizo*®. Valendo-se de um modelo binarizado (fase porosa e rochosa) já estabelecido, esse método gera uma representação individualizada de poros com suas respectivas conexões com outros poros. Ao integrar-se esses dados, têm-se como resultado um modelo detalhado do sistema poroso, levando em consideração o número (número de coordenação) e o diâmetro dessas conexões, permitindo assim, respectivamente, uma abordagem quantitativa e qualitativa da conectividade e efetividade do sistema poroso (Figura 14).

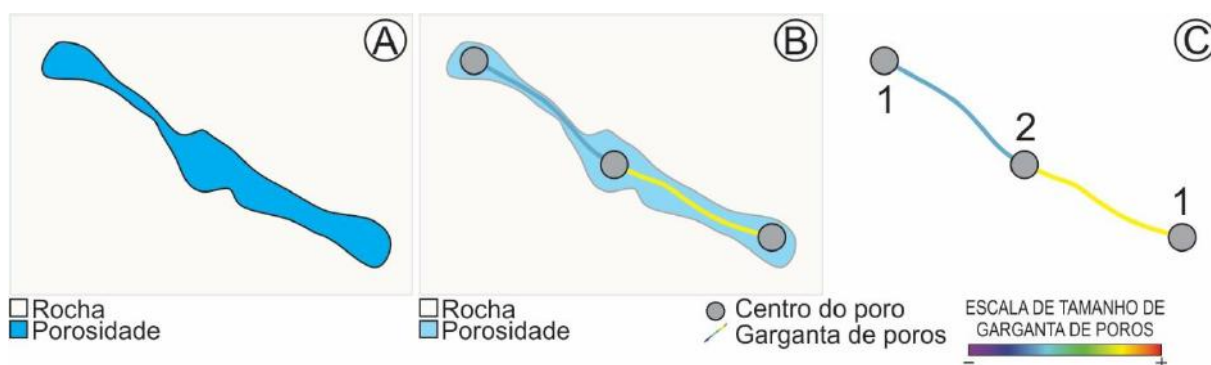


Figura 14. Poros e suas conexões. **A.** Rocha segmentada em fases porosa e rochosa; **B.** A ferramenta *Auto Skeleton* identifica os poros e suas gargantas de poros; **C.** Modelo final do sistema poroso e suas conexões com números de coordenação atribuídos a cada poro.

Um problema recorrente diz respeito as amostras com matriz petrofísica complexa do ponto de vista composicional. A diferença de materiais torna dificultosa a definição de configurações necessárias em um microtomógrafo para uma aquisição ideal, acarretando assim em uma redução na resolução de suas imagens tomográficas. Esse empecilho traz como resultado uma maior dificuldade na identificação de componentes com tamanhos reduzidos. Tendo em vista os problemas técnicos encontrados em amostras dessa natureza, foi realizada aquisição microtomográfica em diferentes aparelhos - com diferentes resoluções - de maneira a contornar esse problema e obter resultados adequados.

3.5 Análise multitécnica – fácies tomográficas

Fácies são massas de sedimento ou rocha sedimentar definidas por atributos como litologia, textura, petrotrama, estruturas sedimentares, formas estratais, cores,

fósseis e direcionais (BORGHI, 2000). As fácies podem ser definidas através da observação direta dos sedimentos e rochas ou através de técnicas indiretas, como as geofísicas e petrofísicas. Trata-se de uma forma de classificação do registro sedimentar importante tanto para a reconstrução paleodeposicional quanto para o uso econômico desse registro geológico, como na caracterização de reservatórios.

Neste aspecto, a tomografia computadorizada por Raios-X constitui-se em uma técnica capaz de *classificar rochas sedimentares por atributos como mineralogia, estruturas sedimentares e petrotrama, através de contrastes de densidade – fácies tomográfica* (q.v. **item 4.4.1**)

Nesse trabalho, estas foram definidas através de características sedimentares/estruturais identificadas, amparadas, principalmente na diferença entre a densidade dos minerais. As rochas estudadas representam um depósito de composição híbrida, onde grãos aloquímicos estão dispostos juntamente com sedimentos detríticos siliciclásticos, facilitando o contraste entre as diferentes composições nos parâmetros adotados para a definição das fácies tomográficas. Outro fator preponderante que torna a diferenciação de fácies por meio de imagens tomográficas gira em torno da heterogeneidade dessas rochas, ocasionando em diferenças entre as densidades aferidas dos materiais por esse método.

3.6 Análise multitécnica – perfis petrofísicos

Foram utilizados perfis de duas naturezas distintas: (i) obtido a partir do testemunho de sondagem por meio da tomografia de duas-energias (**fator fotoelétrico e densidade**, q.v. **item 4.4.2**), dado fornecido pela Ingrain/Halliburton; e (ii) obtido através de perfilagem em poço aberto (**raios gama**, q.v. **item 4.5**).

Inicialmente, foi realizado o **controle de qualidade** dos perfis obtidos a partir da tomografia de duas-energias. Em seguida, procedeu-se à **harmonização de dados** das profundidades dos diversos perfis de maneira a estabelecer uma correlação entre eles. Para a tal manipulação dos perfis, foi utilizado o *software* Techlog® (Schlumberger), com o qual também foi possível realizar interpretações petrofísicas (Figura 15).

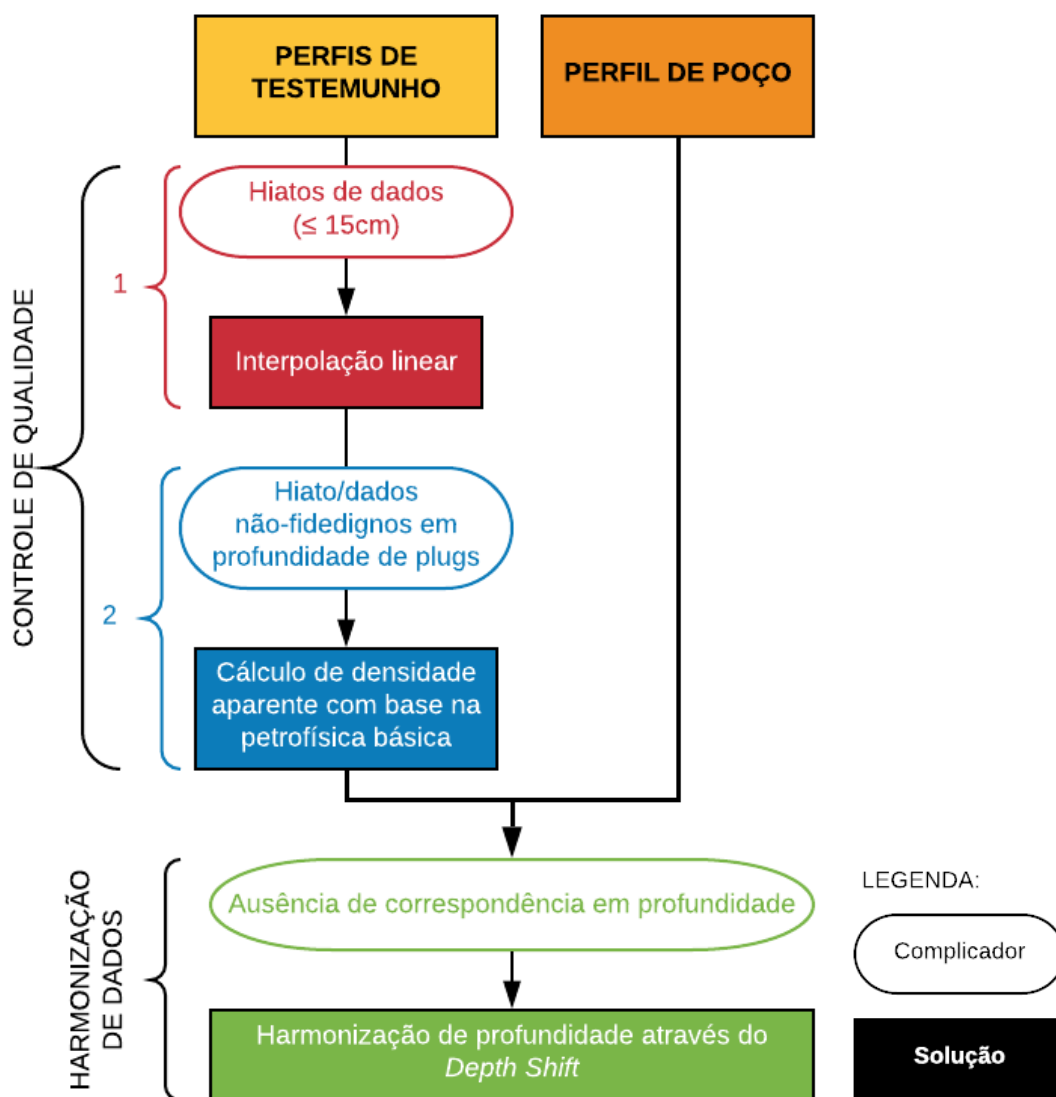


Figura 15. Síntese da metodologia proposta para controle e harmonização de dados de perfis de testemunho e poço.

Controle de Qualidade – Perfis petrofísicos derivados de testemunhos de sondagem, apesar de serem amplamente empregados em trabalhos acadêmicos e na indústria, possuem particularidades que podem se tornar inconvenientes quando comparados a curvas provenientes da perfilagem convencional em poços. A diferença gira em torno principalmente da diferença do material amostrado: rochas *in situ* perfuradas e testemunho de sondagem, o que incorre na geração de dados diferentes.

Um problema intrínseco dos perfis de testemunho são os hiatos de dados, uma vez que, a frequência desses se dá pela recuperação no processo de “testemunhagem”. A essa problemática soma-se o fato de a aquisição da tomografia dos testemunhos ser posterior a retirada de amostras do testemunho (*plugs* e lâminas delgadas), o que acarreta em uma leitura errônea dos perfis provenientes da

tomografia de duas-energias, principalmente da resposta no perfil de Densidade (Figura 16).

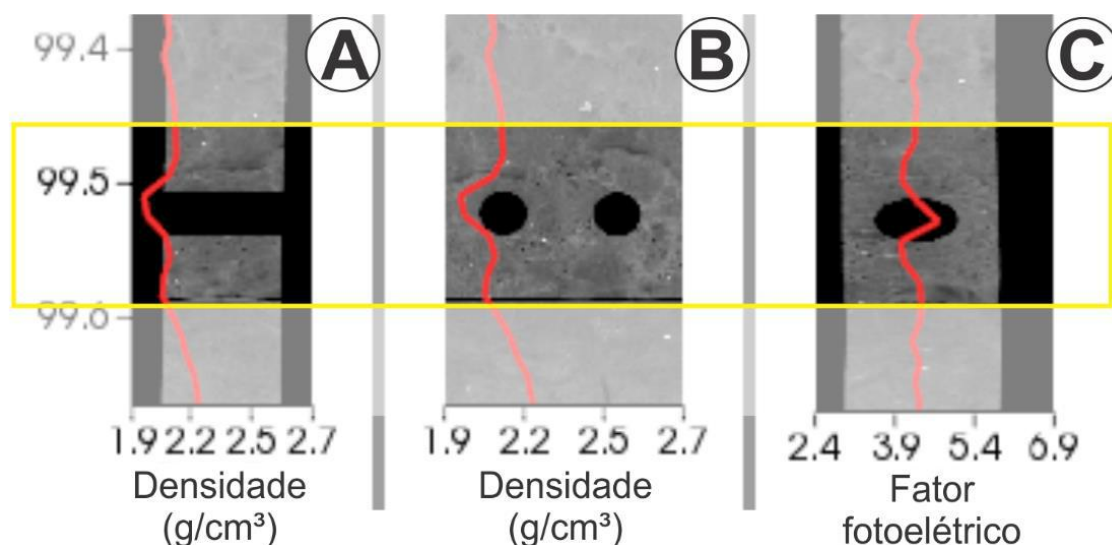


Figura 16. Problema na resposta das ferramentas inerente à retirada de uma amostra de *plug* na profundidade de 99,50 metros em visualização pelo software *Lithovision*®. **A.** Tomografia do *slice* central do testemunho a partir do plano XZ; **B.** Tomografia a partir da planificação radial; **C.** Tomografia do *slice* central a partir do plano XZ.

Em virtude da necessidade de investigar valores nesses pontos a fim de avaliar o comportamento das amostras de *plugs*, foi necessário utilizar interpolação linear dessas curvas em hiatos de dados menores ou iguais a 15 centímetros. Para um melhor controle desse método estatístico, foram utilizados conceitos petrofísicos. Se valendo dos dados de petrofísica básica, foram estabelecidos ranges de variação dos valores de densidade aparente levando em conta o fluido alocado nos poros dessas rochas, para isso foi utilizada a equação 1, onde: ρ_B representa a densidade aparente; ϕ diz respeito à porosidade; ρ_M representa a densidade da matriz petrofísica; e ρ_F a densidade do fluido contido nos poros. Para isso, foram utilizados dados de porosidade e densidade dos grãos provenientes dos ensaios de petrofísica básica, e para a densidade de fluido, foram utilizados os valores expressos na tabela 2.

$$\rho_B = (1 - \phi) \rho_M + (\phi) \rho_F$$

Equação 1

Tabela 2. Dados de densidade de fluidos.

Elemento	Densidade (g/cm ³)
Água	1,0
Ar	0,1

Foram então convertidos os dados ausentes e/ou imprecisos nas profundidades dos *plugs* para valores que atendem os valores obtidos através da Equação 1 - com valores de densidade do fluido iguais a 0,1 g/cm³, onde observou-se melhor correspondência (Figura 17, Figura 18).

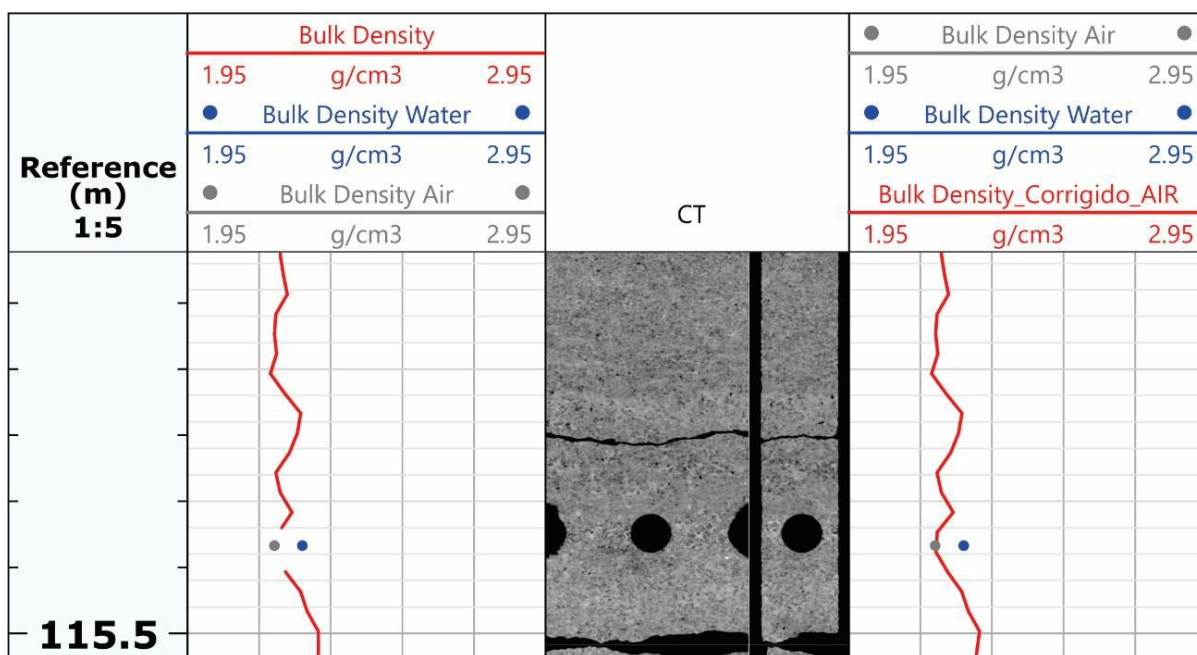


Figura 17. Para um melhor controle dos valores atribuídos aos hiatos de dados após o processo de interpolação linear, foram utilizados valores de densidade aparente com fluidos saturados por ar (em **cinza**) e água (em **azul**).

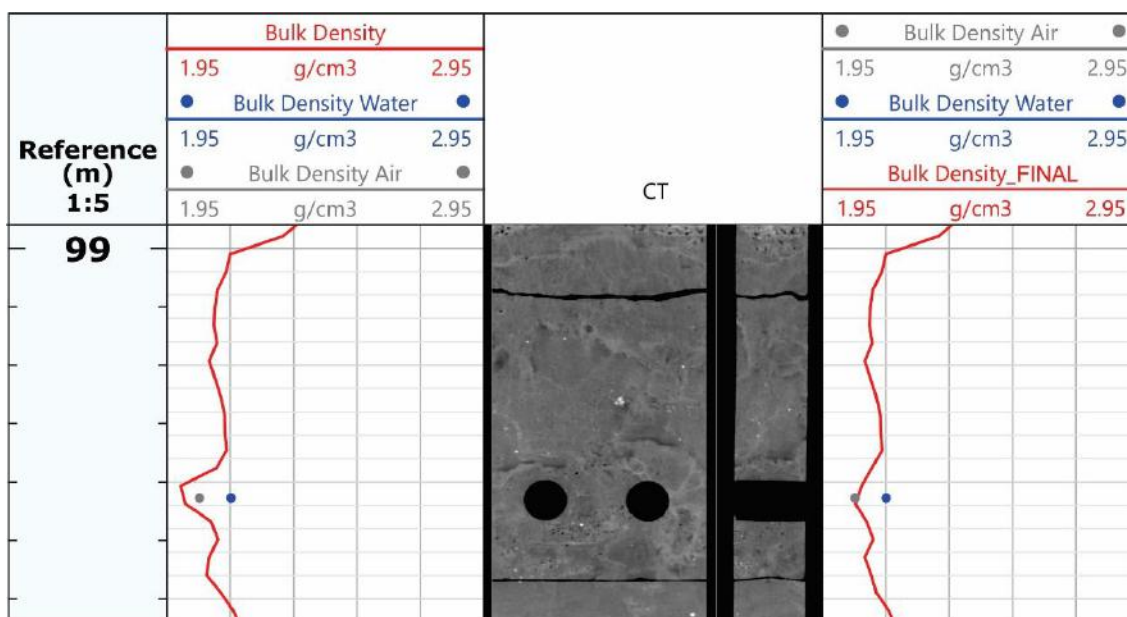


Figura 18. Para assegurar uma maior veracidade dos dados obtidos em profundidades marcadas por retirada de *plugs* anteriores a aquisição, foram utilizados valores de densidade aparente com fluidos saturados por ar (em **cinza**) e água (em **azul**).

Harmonização de dados – No sentido de preservar o valor das informações presentes nesse trabalho, foi realizada uma extensa etapa de harmonização dos dados, visto que foram utilizados uma vasta gama de dados de natureza diversa. Essa etapa consistiu-se principalmente na correspondência dos dados em termos de profundidade.

Em termos de conjuntos de dados são encontradas profundidades diferentes entre:

- Os dados advindos da perfilagem de poço: Perfil de Raios Gama;
- E os dados provenientes do testemunho de sondagem: perfil de descrição e tomografia do testemunho de sondagem, lâminas delgadas, *plugs* (lâminas delgadas, microtomografia e dados de petrofísica básica).

Sendo a maior fidelidade de profundidade atribuída aos dados de perfilagem de poço, as profundidades dos dados provenientes do testemunho de sondagem foram modificadas de modo a terem o máximo de correspondência aos dados da perfilagem. Para tal foi utilizada a ferramenta *Depth Shift* do software Techlog®.

3.7 Análise multiescalar

Na análise multiescalar, foram realizados dois processos inversos: *downscaling* e *upscaling*.

O processo de *downscaling* parte da escala de testemunho (macroescala), através de dados da tomografia computadorizada de Raios-X, onde são definidas fácies tomográficas nos 136 metros de testemunho estudado. Em seguida, as fácies tomográficas são, então, analisadas em escala de *plug* (mesoescala) e lâmina delgada (microescala) (Figura 19). As lâminas delgadas permitiram o entendimento do efeito composicional e diagenético sobre o comportamento petrofísico dos *plugs*, verificado através do MicroCT e dados da petrofísica básica. Como resultado do *downscaling* temos o **rocktyping** – uma forma de classificação de rochas utilizando-se conjuntamente aspectos geológicos e petrofísicos (cf. ARCHIE, 1952)

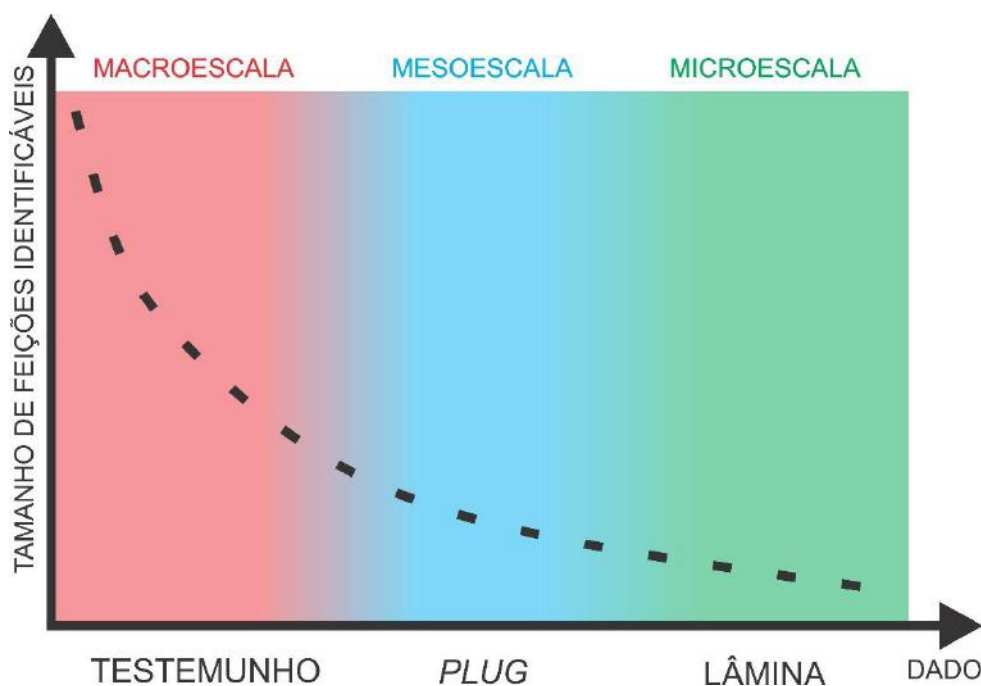


Figura 19. Dados de diferentes naturezas promovem observações sob diferentes escalas.

No processo de *upscaling*, parte-se da escala de *plug* (mesoescala), com base no *rocktyping*. Os *rocktypes* são, então, inseridos nos perfis petrofísicos do poço (macroescala) para estabelecer-se uma correlação entre as propriedades petrofísicas obtidas através de técnicas e escalas diferentes e, assim preencher a sucessão estratigráfica do intervalo de testemunho com informações de *rocktypes*.

Downscaling – Com base em uma fase preliminar de estudos - sob a ótica macroscópica - que levou a um maior conhecimento do pacote sedimentar a ser estudado, bem como sua distinção em fácies tomográficas, foi realizada uma diminuição na escala de observação. A partir de *plugs* (com dimensões de 2,54 x 3,81 cm) retirados do testemunho de sondagem, foram retiradas lâminas delgadas destes (seções circulares de diâmetro 2,54 x 2,54 cm), onde foram observados aspectos relacionados à composição mineral, diagênese e tipos de porosidade. Com a análise dos dados de porosidade e permeabilidade provenientes de ensaios de petrofísica básica, foi observado o comportamento petrofísico dessas rochas, dando-se início à integração de dados de natureza geológica à petrofísicos. Posteriormente, foi promovida uma caracterização do arcabouço poroso com base na microtomografia de raios-x dos *plugs*. Na fase de *downscaling* (Figura 20), foi realizado um levantamento de aspectos e características geológicas e petrofísicas a fim de promover uma integração entre estes, principalmente no reconhecimento de aspectos texturais/geológicos que exercem controle nos parâmetros petrofísicos, visando a caracterização dessas rochas enquanto reservatórios de hidrocarbonetos. Com isso, esse processo tem como produto final a determinação de *rocktypes* (q.v. item 4.6).

Upscaling – Nessa etapa foi realizado um aumento na escala de observação, de maneira a buscar correspondência dos dados observados em escala microscópica com os dados observáveis em escala macroscópica, de maneira a melhor prever a performance de um reservatório. Para isso, a partir dos *rocktypes* definidos na fase anterior em profundidades amostradas em lâminas e *plugs*, foi observado o comportamento destes pontos nas curvas petrofísicas de raios gama, fator fotoelétrico e densidade. A partir disso, foi investigando a variação dessas respostas, sendo posteriormente estabelecidos, com base nessa observação, pontos de respostas com valores mínimos e máximos para cada *rocktype*. Através de um algoritmo na linguagem computacional *Python*, foram definidos *cutoffs*⁶ limitantes para cada *rocktype* nas curvas, de maneira a atribuir essa classificação de rochas a profundidades que não foram amostradas com *plugs* e lâminas, transformando assim os *rocktypes* em eletrofácies (Figura 21, q.v. item 4.7).

⁶ Cutoffs - Pontos de corte com base nos valores mínimos e máximos nos perfis petrofísicos.

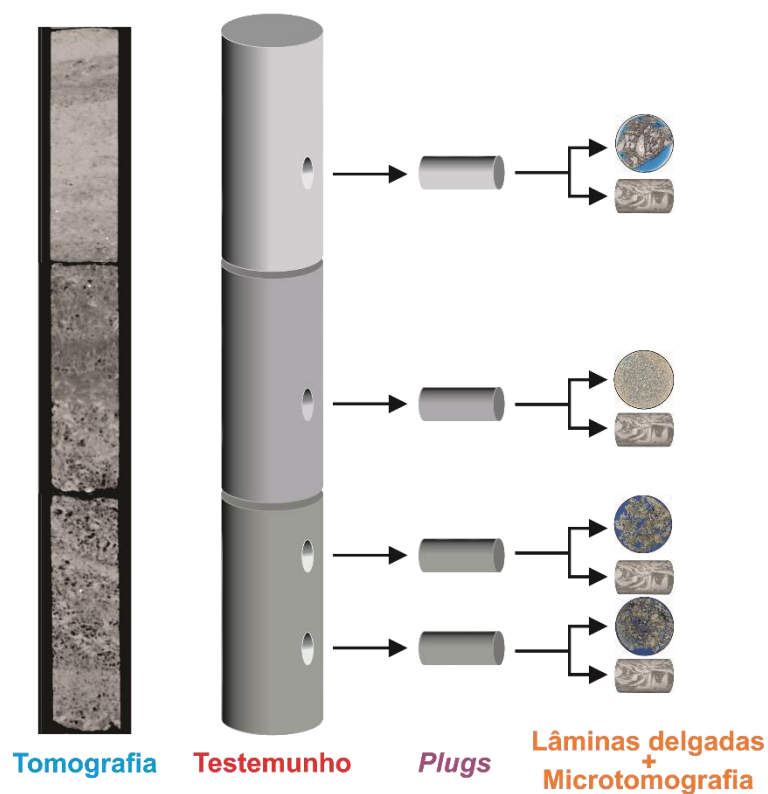


Figura 20. Etapa de *downscaling* realizada a partir dos dados de testemunho de sondagem, onde a partir da análise de lâmina delgada e dados de petrofísica básica e microtomografia de Raios-x dos *plugs*, foram definidos *rocktypes*.

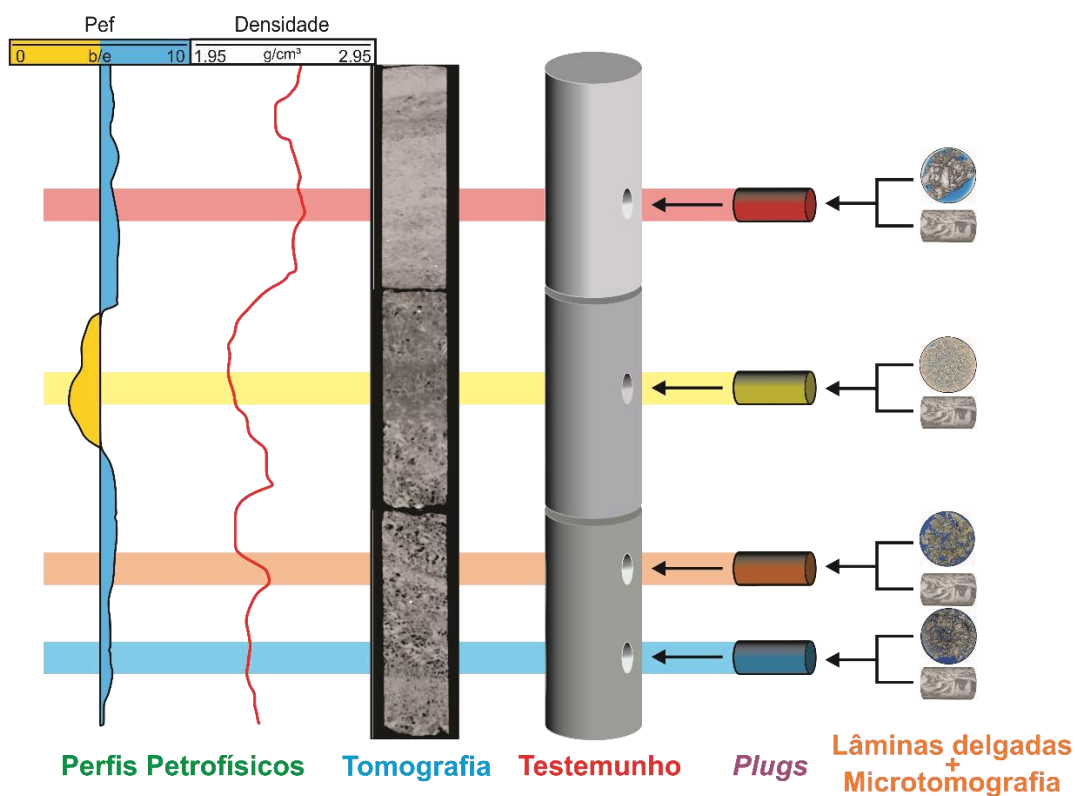


Figura 21. Etapa de *upscaling*, onde ocorre a extrapolação de aspectos observados sob a escala microscópica para a escala macroscópica.

4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

4.1 Contexto geológico

Bacia de Sergipe–Alagoas – Localizada na margem continental do nordeste brasileiro entre as latitudes 9°S e 11°30'S e longitudes 35°30'O e 37°O, a Bacia de Sergipe-Alagoas abrange os estados de Sergipe, Alagoas e uma pequena área de Pernambuco (ANP, 2015). Apresenta forma alongada de direção N45°E, possui aproximadamente 35.000km² de extensão e tem 1/3 de sua área compreendida no segmento emerso (Lana, 1990) (Figura 22).

Segundo Feijó (1994), a bacia é limitada da Bacia de Jacuípe a sudoeste de duas fronteiras distintas: na região oceânica é limitada pelo sistema de falhas Vaza-Barris, enquanto na porção emersa pela Plataforma de Estância. A nordeste se difere da Bacia de Pernambuco-Paraíba, pelo Alto de Maragogi.

Ainda segundo Feijó (1984), a Bacia de Sergipe-Alagoas divide-se em duas sub-bacias: sub-bacia de Sergipe e sub-bacia de Alagoas, separadas pelo alto de Japoatã-Penedo. A principal justificativa que sustenta esse entendimento seriam importantes diferenças estruturais e estratigráficas entre as duas áreas. Todavia, essa hipótese é contestada por Campos Neto *et al.* (2007) devido ao alto de Japoatã–Penedo – suposto marco de separação entre as duas sub-bacias – localizar-se estritamente nas porções emersa e de águas rasas da bacia, não compartimentando toda Bacia de Sergipe-Alagoas.

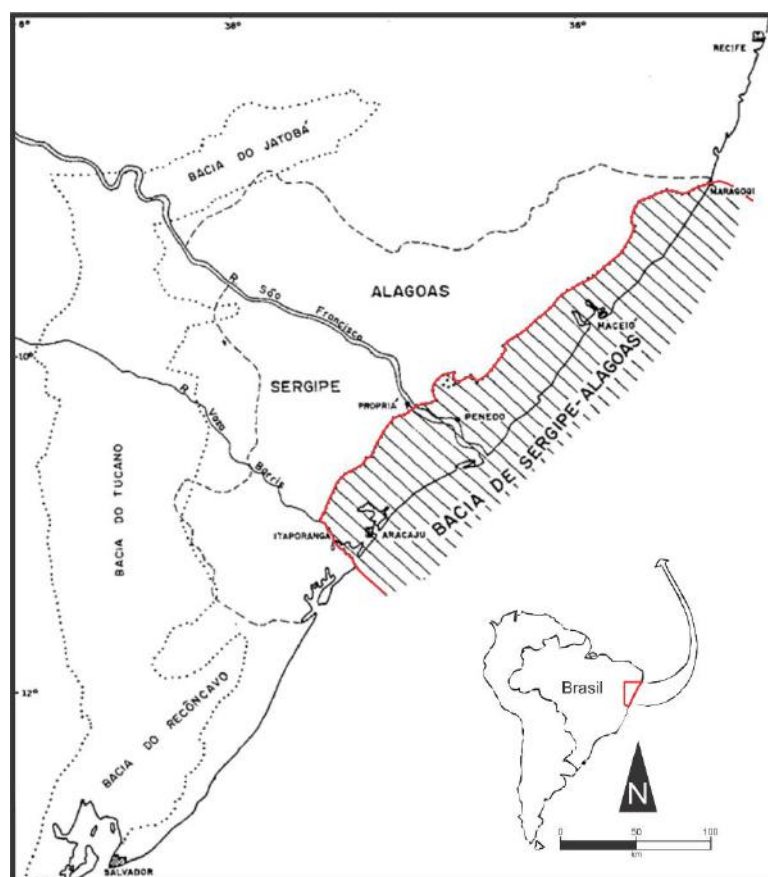


Figura 22. Mapa de localização da Bacia de Sergipe-Alagoas (adaptado de Lana, 1990).

A Bacia de Sergipe-Alagoas está inserida no contexto do segmento de bacias sedimentares *rift* do leste brasileiro, que têm sua gênese associada ao processo ocasionado pelo movimento divergente das placas tectônicas Sul-Americana e Africana, culminando na abertura do oceano Atlântico.

Separação do supercontinente Gondwana formado no Proterozoico Superior como resultado da assembleia de terrenos acrescidos aos crátons Amazonas e São Francisco durante a denominada orogenia Brasiliana (Heilbron *et al.*, 2000) – no Mesozoico ocorre a ruptura continental (separação do Gondwana) ocasionando em feições extensionais (*rifts*).

Sendo assim, segundo Campos Neto (2007), a bacia possui cinco fases evolutivas, sendo elas as fases sinéclise, pré-*rift*, *rift*, pós-*rift* e *drift*, estando a Formação Morro do Chaves situada na seção *rift* (Figura 23).

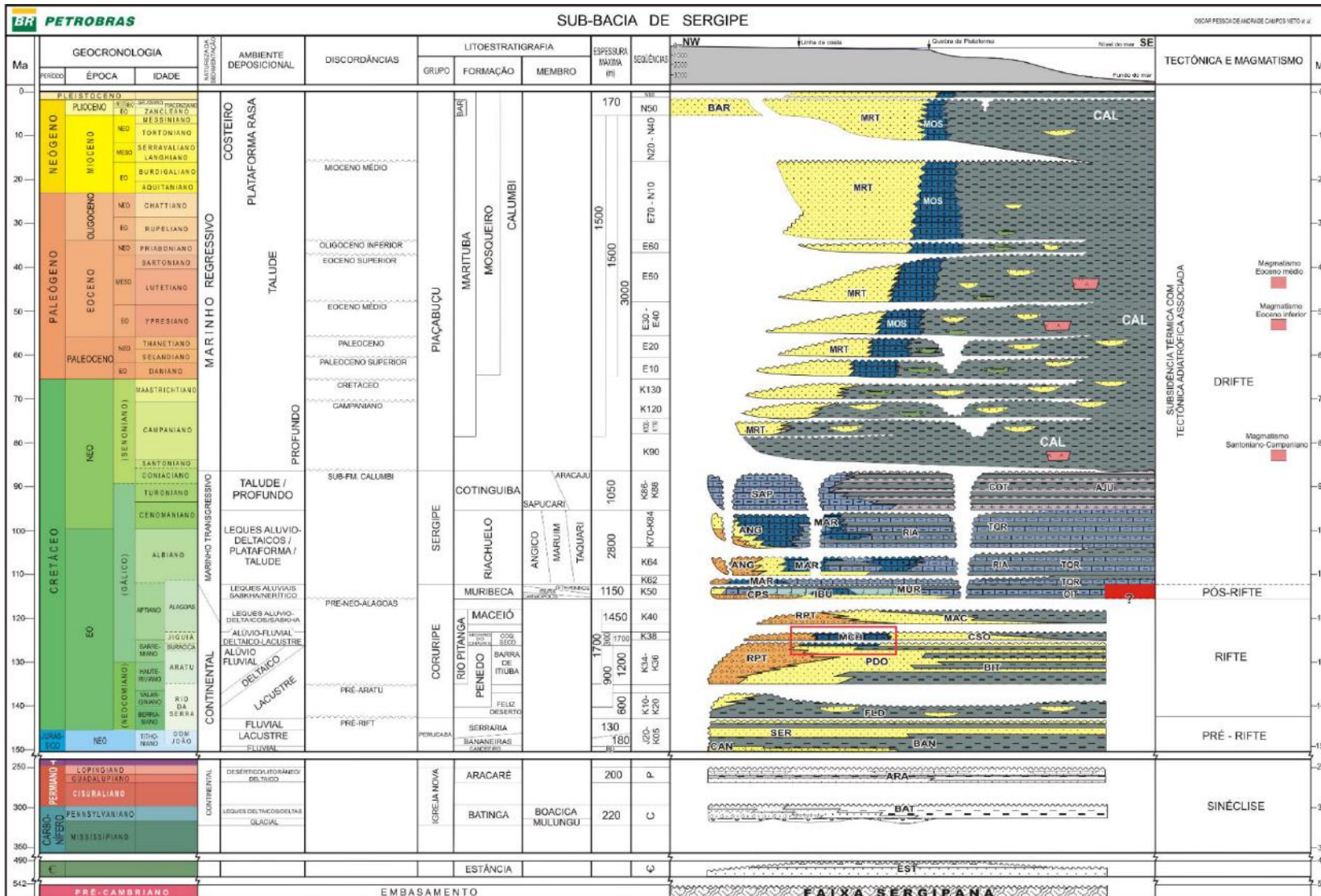


Figura 23. Diagrama estratigráfico da Sub-bacia de Alagoas. Destaque em vermelho para a Formação Morro do Chaves (CAMPOS NETO, 2007).

Formação Morro do Chaves – Segundo Schäller (1969), a Formação Morro do Chaves é composta principalmente por coquinas, as quais contêm intercalações de argilitos, arenitos e conglomerados; sua espessura varia entre 50 e 1500 metros em função de truncamento pela discordância pré-Muribeca. Ainda segundo esse autor, o contato inferior é concordante com a Formação Penedo e o superior, erosivo ou gradacional com os depósitos da Formação Coqueiro Seco – ambas siliciclásticas.

Segundo Azambuja *et al.* (1998), a Formação Morro do Chaves trata do registro do estágio final da fase *rift* da Bacia de Sergipe-Alagoas, depositada em feições de hemigrábens como uma sequência predominantemente continental de idade local Jiquiá (final do Barremiano ao início do Aptiano), estratigraficamente sotoposta aos depósitos fluviais da Formação Penedo e sobreposta aos lacustres da Formação Coqueiro Seco.

As coquinas são compostas predominantemente por conchas de bivalvíos que originalmente viviam em águas rasas e óxicas (AZAMBUJA *et al.*, 1998). Os bioclastos, por ação predominante de correntes induzidas por tempestade, foram carregados a partir das porções mais centrais do lago em direção as bordas – praias e plataformas – onde por ação de ondas, foram retrabalhados, e posteriormente depositados (FIGUEIREDO, 1981).

Segundo Teixeira (2012), os bivalvíos da Formação Morro do Chaves viveram em um ambiente continental sob condição de águas rasas e agitadas, enterradas em sedimentos grossos (Figura 24). Ainda segundo o autor, em relação a tafonomia dos bivalves encontrados, há uma grande recorrência de bioclastos fragmentados, assim como na ocorrência de misturas de diferentes tamanhos de conchas; e há ausência de fácies contendo bivalves em posição de vida ou articulados, indicando assim uma origem alóctone – ou ainda parautóctone – dessas acumulações, implicando na evidenciação da atuação de agentes transportadores, acarretando na impossibilidade de predições mais precisas acerca da proveniência desses bioclastos em diferentes regiões do paleolago.

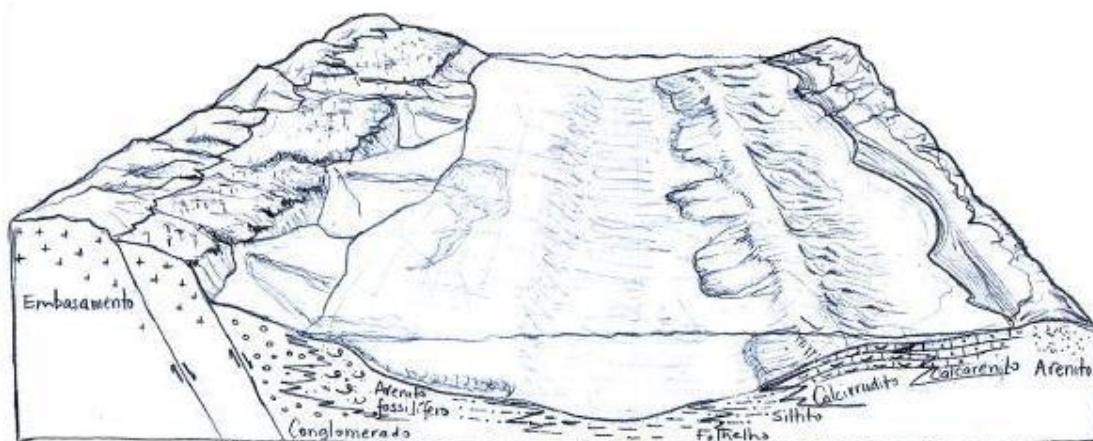


Figura 24. Modelo proposto acerca do contexto tectônico e deposicional da Formação Morro do Chaves, destacando a diferença do contexto de sedimentação da margem flexural, à direita, e ativa, à esquerda (TEIXEIRA, 2012).

4.2 Coquinas

Coquinas são definidas por Kidwell et al. (1986) como uma acumulação relativamente densa de bioclastos independentemente dos indicadores taxonômicos, estado de conservação ou grau de modificação *post-mortem*.

Petrograficamente são calcirruditos (GRABAU, 1904) bioclásticos, podendo apresentar um conteúdo de grãos siliciclásticos (extrabaciais) variável, podendo torná-las rochas híbridas. Outras possíveis classificações para as coquinas são grainstones (DUNHAM, 1962) e rudstones e floatstones (EMBRY e KLOVAN, 1972).

Na literatura, são registrados dois contextos tafonômicos⁷ para coquinas: **(1)** autóctone: tendo como característica principal a deposição de conchas e/ou seus fragmentos *in situ* – sem ter sofrido influência de agentes transportadores (PETTIJOHN, 1957; KRUMBEIN e SLOSS, 1963); **(2)** alóctone: definida por Schäfer (1972) como concentrações de conchas e/ou seus fragmentos depositados devido a ação de algum agente de transporte – ou seja, *ex-situ*. Sua geometria estratal, composição e distribuição de conchas são regidas, portanto, por leis da sedimentologia em detrimento de leis biológicas.

⁷ Atributos tafonômicos dizem respeito à articulação de conchas, tamanho modal, seleção, grau de fragmentação, abrasão, modificações biológicas (bioerosão e incrustação) e orientação das valvas (Kidwell, 1991).

Cabe ressaltar que devido à alta resistência das conchas bivalves ao transporte, são preservadas em grandes quantidades, logo sua abundância não remete obrigatoriamente a grandes populações desse organismo (TEIXEIRA, 2012).

Acumulações esqueletais dessa natureza são comuns na natureza, e o interesse da comunidade científica no estudo dessas rochas deve-se a sua importância em interpretações paleoambientais, determinação de regimes paleohidráulicos e nas análises tanto de fácies quanto estratigráfica. Além do valor científico, as coquinas habilitam-se como relevantes reservatórios de hidrocarbonetos na margem leste brasileira (bacias de Campos e de Santos), e na margem oeste do continente africano (bacias do Congo e de Cabinda), agregando significativa relevância no estudo petrográfico, estratigráfico e petrofísico dessas rochas (LUPARELLI, 2018).

4.3 Petrofísica

O termo “petrofísica” foi proposto por G. Archie na metade do século XX para designar “o estudo das propriedades físicas das rochas que dizem respeito à distribuição de fluidos em seus espaços porosos”. Em função disso, essa técnica tem ampla aplicação na indústria de óleo e gás, devido a importante influência de parâmetros petrofísicos tais como a **porosidade** em a **permeabilidade** na avaliação de prospectos petrolíferos.

Porosidade – A porosidade é a propriedade física das rochas referente a razão entre o volume de vazios e o volume total da rocha (Equação 2). Representa uma importante propriedade petrofísica uma vez que está diretamente relacionada a capacidade de armazenamento de hidrocarbonetos de uma rocha reservatório. Representada pela letra grega Φ , é expressa em decimais – usualmente para cálculos petrofísicos – ou em porcentagem – utilizado mais comumente na geologia (LUCIA, 2007).

$$\Phi = \frac{\text{Volume Poroso}}{\text{Volume Total}} = \frac{\text{Volume Total} - \text{Volume dos grãos}}{\text{Volume Total}} \quad \text{Equação 2}$$

Em função de sua gênese, é classificada em:

- a) Porosidade primária (ou deposicional): Formada durante a deposição dos sedimentos, subdividida em inter- e intragranular. Tende a sofrer diminuição com os efeitos do soterramento e processos diagenéticos. Essa natureza de porosidade representa a maioria dos poros em rochas siliciclásticas, podendo ocorrer também em rochas carbonáticas;
- b) Porosidade secundária – Com caráter menos uniforme que a anterior, tem sua gênese após a deposição (natureza pós-deposicional) sendo usualmente produto de processos diagenéticos - principalmente encadeado por processos de dissolução de minerais. Tem maior ocorrência em rochas carbonáticas.

Para efeitos de análise em termos de qualidade de reservatório, faz-se necessária a diferenciação da porosidade em termos de efetividade no fluxo de fluidos. Dessa forma, a interconexão dos poros é um fator que difere a porosidade em:

- a) Porosidade absoluta: obtida através da pela razão representada na equação 2, é definida pela razão entre os poros totais (comunicantes e não comunicantes) e o volume total da rocha;
- b) Porosidade efetiva: é definida pela razão entre os volumes dos poros comunicantes e o volume total da rocha, excluindo assim os poros isolados.

Em projeto de exploração e produção de petróleo, a porosidade efetiva possui extrema importância, tendo em vista que a partir dos poros interconectados serão extraídos os hidrocarbonetos, uma vez que os mesmos participam do processo de invasão de fluídos (MANTOVANI, 2013). Entretanto, cabe ainda ressaltar que a depender da escala de observação, todo espaço poroso é conectado. Devida a natureza escalar da porosidade – por ser uma função do volume total definido para o cálculo da grandeza - torna-se possíveis

análises com cunho qualitativo de forma a comensurar a parcela de poros conectados e não-conectados (LUCIA, 2007).

Permeabilidade - A permeabilidade (k) é uma propriedade petrofísica das rochas relacionada à capacidade de um fluído percolar através de seu arcabouço poroso, sendo diretamente vinculada à lucratividade do reservatório, uma vez que a partir de seus valores, torna-se possível estimar a capacidade de produção do mesmo (LUCIA, 2007).

Condicional à porosidade efetiva, está intimamente relacionada a área das seções que interconectam os poros (garganta dos poros). Sendo atribuídos ao grau de dificuldade de percolação do fluido através da rocha: a quantidade de estrangulamentos, tortuosidade e largura dos poros (TUCKER e DIAS BRITO, 2017).

Tendo como unidade o milidarcy (mD), seus valores variam desde valores inferiores a 0,01 milidarcy até 1 Darcy, sendo comumente considerado um reservatório de petróleo viável - do ponto de vista exploratório - valores de permeabilidade a partir de 0,1 mD (LUCIA, 2007).

Supondo-se uma amostra na horizontal de área transversal A_t e comprimento L (Figura 25), para estimar a vazão unidirecional a baixas velocidades de fluído (Q), usamos a Lei de Darcy (Equação 3), onde k corresponde a permeabilidade, μ representa a viscosidade do fluido e a diferença de pressão entre a entrada (P_e) e a saída (P_s) é simbolizada por ΔP (MANTOVANI, 2013):

$$Q = \frac{kA_t}{\mu} \left(\frac{\Delta P}{L} \right)$$

Equação 3

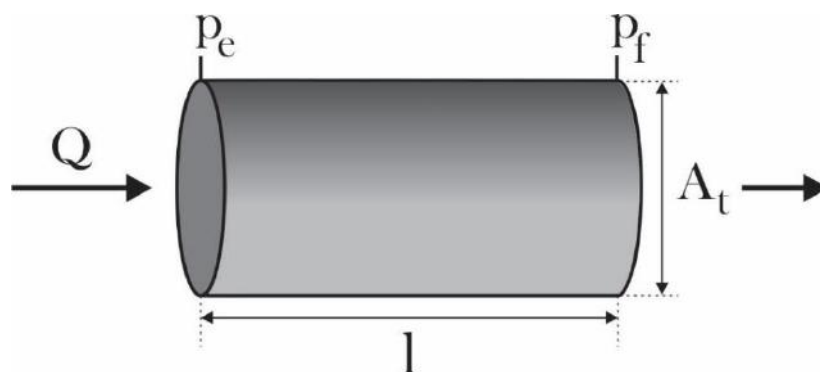


Figura 25. Representação da Lei de Darcy, demonstrando a percolação de um fluido de vazão unidirecional através de uma amostra horizontal.

Petrofísica de rochas carbonáticas – A porosidade (Φ) em rochas carbonáticas pode ser definida como a propriedade física referente aos espaços vazios na rocha, importantes para avaliar sua capacidade de armazenamento de fluidos. Lucia (2007) evidencia a importância de aspectos geológicos que exercem influência na porosidade de rochas, sendo essa uma variável determinada por sua formação, distribuição de poros, cimentação e, sobretudo, por seu histórico diagenético.

Em um cenário com rochas dotadas de grande quantidade de porosidade interligada – como é comum em carbonatos com alta taxa de dissolução de minerais – assume-se que valores entre 20 e 25% são considerados ótimos para armazenamento de fluidos, estando os atuais reservatórios de petróleo com valores de 5 a 30% de porosidade, ocorrendo mais comumente na faixa de 10 a 20% (TUCKER e DIAS BRITO, 2017) (Figura 26).

Em rochas carbonáticas **(1)** textura deposicional (e.g. tamanho, forma, seleção e arranjo dos grãos); e **(2)** processos diagenéticos (e.g. cimentação, dissolução, compactação, dolomitização, fraturamento, brechação) são os principais controles a serem levados em conta na análise petrofísica dessas rochas, principalmente no que diz respeito a evolução de seu sistema poroso. Este por sua vez geralmente possui caráter poligenético, com alto grau de heterogeneidade associado e, por conseguinte, de difícil interpretação e caracterização (TUCKER e DIAS BRITO, 2017).

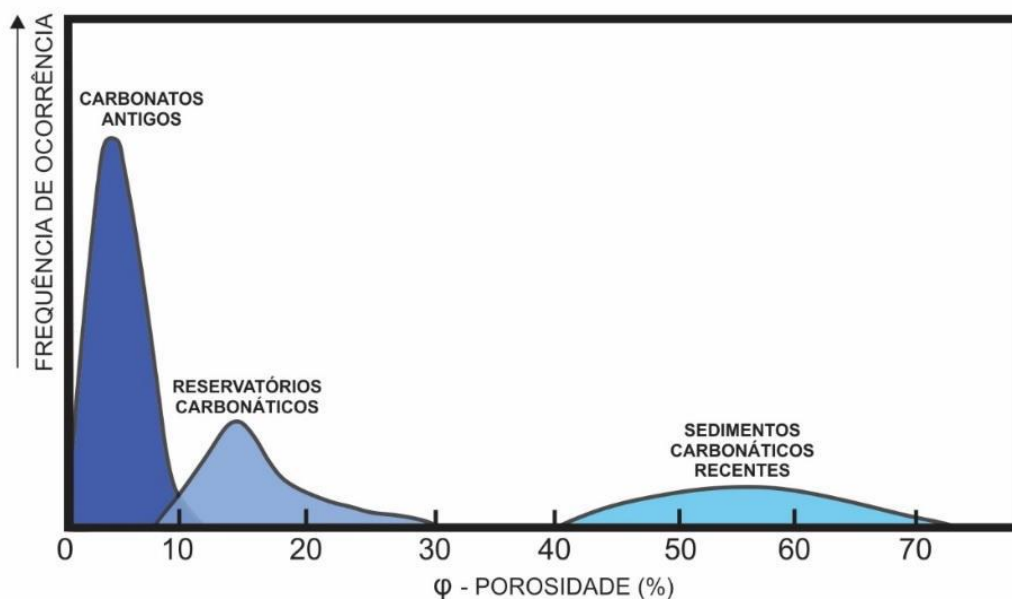


Figura 26. Porosidade em carbonatos recentes e antigos (modificado de Tucker & Dias Brito, 2017).

Devido a imprevisibilidade das rochas carbonáticas em função de sua notável heterogeneidade, alguns estudos buscaram relacionar aspectos texturais destas com suas propriedades petrofísicas. Archie (1952) foi um dos primeiros trabalhos a tentar associar esses dois elementos, de maneira a estabelecer uma classificação para rochas carbonáticas visando uma correlação com suas respectivas respostas petrofísicas. Dessa forma dividiu as porosidades em classes de acordo com suas dimensões em termos de visibilidade sob observações a microscópio com lentes de aumento de 10 vezes. Portanto classificou os poros entre visíveis e não-visíveis (sendo associada a porosidade subordinada à matriz rochosa - do ponto de vista petrofísico), de forma que a primeira categoria estaria subdividida em:

- a) Classe A: Porosidade não-visível – diâmetro menor que 0,01 mm;
- b) Classe B: Porosidade visível – entre 0,01 e 0,1 mm;
- c) Classe C: Porosidade visível – maior que 0,1 mm e menor que o “tamanho de corte”⁸;
- d) Classe D: Porosidade visível – maior que a escala de observação, como evidências de fraturamento ou dissolução formando canais.

⁸ Tamanho de corte estabelecido refere-se ao tamanho de amostras de calha

Propondo assim uma divisão das rochas carbonáticas de acordo com suas texturas (Tabela 3).

Tabela 3. *Rocktyping* de rochas carbonáticas proposto por Archie (1952).

Textura	Porosidade presente na matriz
Cristalina (<i>chalky</i>)	Aproximadamente 15%
Granular ou sacaroidal (<i>sucrosic</i>)	Aproximadamente 7%
Compacta	Aproximadamente 2%

Apesar do método de Archie ainda ter uso em estudos atuais para estimar propriedades petrofísicas, o principal problema cerne na dificuldade de estabelecer correspondência com modelos geológicos, uma vez que sua classificação não tem relação direta com termos deposicionais e/ou diagenéticos, a exemplo da não-distinção da natureza genética de poros visíveis (e.g. poros móldicos e vugulares).

Trabalhos posteriores demonstram a importância de relacionar o espaço poroso à aspectos deposicionais e diagenéticos. Choquette & Pray (1970) propôs uma classificação que é constantemente utilizada no estudo de porosidades de rochas carbonáticas. Propondo uma abordagem exclusivamente genética dos poros – não levando em consideração aspectos petrofísicos – dividiu as porosidades de todas rochas carbonáticas em duas classes **(1)** fábrica seletiva; e **(2)** fábrica não-seletiva (Figura 27).

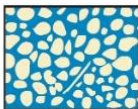


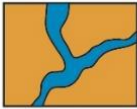
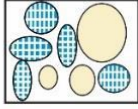






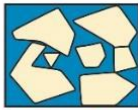


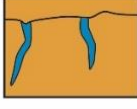
TIPOS BÁSICOS DE POROSIDADE					
A Trama seletiva			B Trama não-seletiva		
	Interpartícula	BP		Fratura	FR
	Intrapartícula	WP		Canal*	CH
	Intracristalina	BC		Vugular	VUG
	Móldica	MO		Caverna*	CV
	Fenestral	FE			
	Guarda-chuva	SH			
	'Estrutura de crescimento'	GF			
Trama seletiva ou não-seletiva					
	Brecha	BR		Escavação	BO
	Burrow	BU		Contração	SK

Figura 27. A classificação de espaço poroso proposto por Choquette & Pray (1970) levando em consideração principalmente em termos de fábrica seletiva ou não-seletiva (adaptado de Choquette & Pray, 1970)

Uma outra importante contribuição do trabalho é a divisão de poros em relação a sua dimensão, estando esses classificados em megaporos, mesoporos e microporos como pode ser demonstrado na tabela 4.

Tabela 4. Poros classificados em relação a seus tamanhos (Choquette & Pray, 1970).

Classes		Tamanho máximo (mm)
Megaporo	Grande	256
	Pequeno	32
Mesoporo	Grande	4
	Pequeno	1/2
Microporo		1/16

Uma classificação do espaço poroso com cunho geológico-petrofísico convém na indústria de óleo e gás em função da sua funcionalidade em termos de armazenamento e produção (TUCKER & DIAS BRITO, 2017). Seguindo essa concepção, Lucia (1983) estabelece uma classificação do espaço poroso das rochas com foco especificamente nas propriedades petrofísicas desses, não levando em consideração sua gênese, determinando duas classes de poros:

- a) Porosidade interparticular, localizada entre os grãos e dentro de cristais – não sendo significativamente maior que as partículas – compreendendo os poros intergranulares e intercristalinos, estando ambos localizados entre os grãos e cristais, respectivamente, com relevância e resposta petrofísica similares (Figura 28-1);
- b) Demais poros, em geral conceituado sob a designação espaço poroso “vugular”⁹ – sendo esses integrados ou não, divididos assim em poros interconectados (Figura 28-2a) ou isolados (Figura 28-2b).

⁹ “Vuggy pore space”.

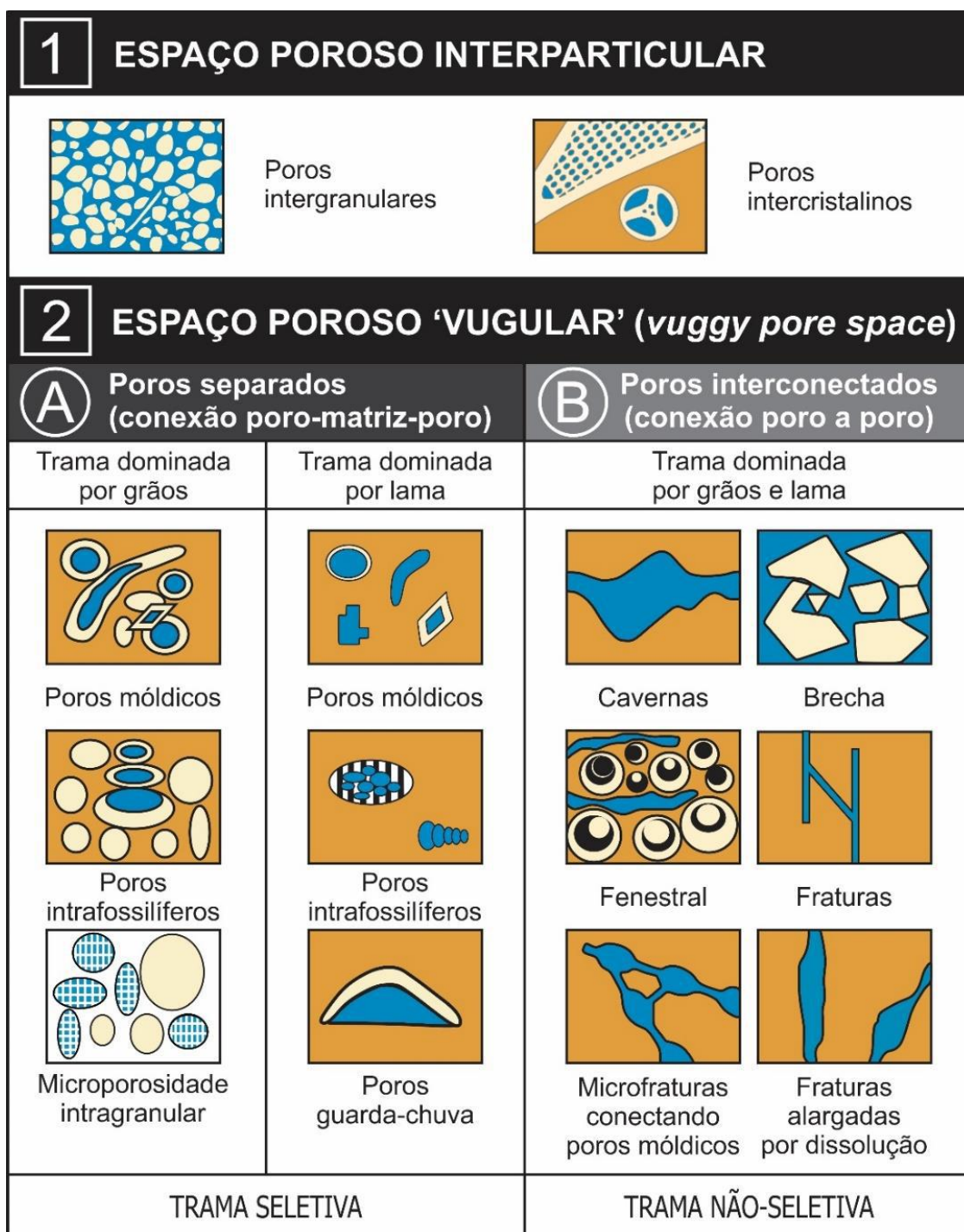


Figura 28. Tipos de porosidades encontrados em rochas carbonáticas segundo Lucia (2007) (adaptado de Lucia, 2007).

Lucia (1995) estabelece uma análise em termos comparativos entre os trabalhos abordados nessa unidade em termos de tipos de poros (Figura 29). Nele nota-se uma deficiência na classificação proposta por Archie (1952) em termos de tipos de porosidade, evidenciando uma redundância já que suas classes se sobrepõem. Torna-se muito clara também a diferença das propostas

entre os trabalhos de Choquette e Pray (1970) – de caráter puramente genético – e Lucia (1983) – com maior ênfase petrofísica.

Tipos de poro		
Intragranular Intercristalina	Móldica Intra-fossilífero Guarda-chuva	Caverna Fratura Fratura alargada por dissolução

ARCHIE (1952)	
MATRIZ	
VISÍVEL (A, B, C e D)	

LUCIA (1983)		
INTERPARTICULAR	VUG	
	ISOLADO	CONECTADO

CHOQUETTE & PRAY (1970)	
TRAMA SELETIVA	TRAMA NÃO-SELETIVA

Lucia, 1995

Figura 29. Comparação das classificações de porosidade de carbonatos por Archie (1952), Choquette & Pray (1970) e Lucia (1983) tendo como base os tipos de poros (adaptado de Lucia, 1995).

Lucia (1983) utiliza diversos conceitos estabelecidos por Choquette & Pray (1970). Entretanto, existem notórias diferenças que não giram em torno somente da abordagem proposta para classificação do espaço poroso de rochas carbonáticas (Figura 30). As principais distinções consistem-se na:

- Diferença no conceito que define poros vulgares: Lucia (1983) define porosidade vulgar como espaço de poro presente no interior de grãos e cristais ou significantemente maiores que estes, ou seja, todos poros que não se caracterizam como interpartícula. Enquanto Choquette e Pray (1970) define esses poros como formados por dissolução não-seletiva, sendo maiores que poros móldicos. A concepção de Lucia (1983) está mais alinhada a classificação de Archie (1952), uma vez que o conceito de porosidade vulgar se assemelha à definição de porosidade visível;

- b) Classificação de poros interpartícula e móldicos em diferentes categorias: Choquette e Pray (1970) não visava uma abordagem petrofísica, portanto divide os poros em duas classes puramente genéticas (fábrica seletiva e fábrica não-seletiva). Lucia (1982) estabelece uma divisão entre esses dois tipos de poros, tornando sua classificação mais apropriada para trabalhos que visam a caracterização petrofísica devido a influência positiva que poros vulgares – principalmente quando interconectados - exercem nos valores de permeabilidade em comparação aos poros interpartícula (Lucia, 2007);
- c) **Introdução da classe de poro intergranular:** Lucia (1983) demonstrou que poros localizados nos grãos (intercristalinos) e entre os grãos (intergranulares) são petrofisicamente similares, levando a somente uma designação a esse tipo de poro, com o termo interpartícula. Esse tipo de aglutinação - entre as porosidades intercristalinas e intergranulares - não consta no trabalho de Choquette e Pray (1970), sendo em sua classificação o termo “interpartícula” utilizado ao invés de “intergranular”.

Termo	Abreviações	
	Lucia (1983)	Choquette & Pray (1970)
Interpartícula	IP	BP
Intergranular	IG	-
Intercristalino	IX	BC
Vug	VUG	VUG
Vug não-conectado	SV	-
Moldico	MO	MO
Intraparticular	WP	WP
Intragranular	WG	-
Intracristalino	WX	-
Intra-fóssil	WF	-
Microporosidade intragranular	$ig\mu\phi$	-
Shelter	SH	SH
Vug conectado	TV	-
Fratura	FR	FR
Fratura alargada por dissolução	SF	CH*
Caverna	CV	CV
Brecha	BR	BR
Fenestral	FE	FE

*canal

Figura 30. Comparação entre as terminologias adotadas pelos dois autores (adaptado de Lucia, 2007).

Dentre os tipos de poros do espaço poroso vugular, vale destacar a influência dos microporos bem como dos poros gerados a partir de fraturas/microfraturas. A primeira tem ocorrência relacionada a matriz de calcários finos, sendo também presente no interior de grãos – nos carbonatos da Formação Morro do Chaves esta tem ocorrência associada a presença de micrita na matriz sedimentar de algumas rochas. Já os poros associados ao fraturamento/microfraturamento são comuns em rochas carbonáticas em virtude de sua natureza rúptil, sendo ocasionada por processos pós-deposicionais ou sindeposicionais. Essas feições estão relacionadas ao soterramento (compactação) e/ou esforços tectônicos (TUCKER e DIAS BRITO, 2017).

Ainda segundo Tucker e Dias Brito (2017), em termos de influência na porosidade de depósitos carbonáticos, além dos mencionados anteriormente, merecem destaque:

- a) diminuição da porosidade por cimentação;
- b) aumento da porosidade por dissolução;
- c) desenvolvimento de sobrepressão, impedindo/reduzindo a compactação, retendo maior porosidade;
- d) dissolução por pressão ocasionada pela migração de hidrocarbonetos em associação com fluidos ácidos derivados da maturação de querogênio ou da biodegradação do óleo por bactérias – sendo esse processo ainda contestado por alguns autores.

Pode-se também estabelecer uma diferenciação dentre agentes potencializadores e agentes redutores de porosidade como exposto na tabela 5.

Tabela 5. Agentes potencializadores e agentes redutores de porosidade em rochas carbonáticas

Fator	Porosidade
Presença de fraturas abertas	Aumenta
Presença de componentes na fração argila	Diminui
Maior grau de cimentação	Diminui
Maior esfericidade dos componentes	Aumenta
Redução ou aumento do tamanho dos grãos	Permanece igual
Baixa seleção dos grãos	Diminui
Maior grau de empacotamento	Diminui
Maior compactação	Diminui
Maior seleção dos grãos	Aumenta
Dissolução	Aumenta

Usualmente a análise de porosidade de rochas carbonáticas por meio de testemunhos de sondagem não é apropriado para rochas com sistemas porosos com *vugs* interconectados, isso se deve à ocorrência de poros maiores que o diâmetro do poço de sondagem. Nessas circunstâncias, dados mais acurados sobre propriedades de fluxo são advindos das informações de produção (LUCIA, 2007). Entretanto, segundo a literatura e observações realizadas em campo, as evidências apontam para uma ausência de ocorrências de porosidade vugular superiores ao diâmetro do testemunho de sondagem (6,3 cm), o que asseguraria a validade da metodologia bem como das observações realizadas nesse trabalho.

4.4 Tomografia de Raios-X

A descoberta dos Raios-X ocorreu no final do século XIX pelo físico experimental alemão Wilhelm Conrad Röntgen (1845-1923). Tendo como sua principal vantagem a capacidade de transpor volumes espessos sem causar alterações, registrando a diferença entre materiais principalmente pela diferença de densidade entre elas (LIN *et al.*, 2002 *apud* ULIANA *et al.*, 2014). Com o advento dos Raios-X, tornaram-se possíveis técnicas avançadas de obtenção de imagens, a exemplo da tomografia de Raios-X (MANTOVANI, 2013).

A atenuação é a redução da intensidade de um feixe de radiação ao atravessar uma estrutura. Nesse fenômeno parte dos fótons são absorvidos, outra parte espalha-se e o restante é transmitido através da estrutura sem algum tipo de interação. Esse fenômeno é quantificado pelo coeficiente de atenuação linear μ , que é a unidade básica mensurada na tomografia computadorizada, sendo definido pela Lei de Beer-Lambert na equação 4.

$$\mu = -\left(\frac{\ln\left(\frac{I}{I_0}\right)}{h}\right)$$

Equação 4

Sendo assim, o coeficiente de atenuação é definido pela intensidade dos Raios-X I , registrados pelo detector, após os incidentes, de intensidade I_0 , interagirem com o material de espessura h (VINEGAR AND WELLINGTON, 1987)

A utilização de imagens de tomografia de Raios-X em diagnósticos médicos teve seu início na década de 1970 (HOUNSFIELD, 1973; CNUDDÉ *et al.*, 2006 *apud* LOPES *et al.*, 2006) após os trabalhos do engenheiro eletrônico Godfrey Newbold Hounsfield – mais precisamente em 1972 – desenvolver um estudo onde através da identificação de descontinuidades de densidades das matérias, era possível representá-las em modelos tridimensionais (MANTOVANI, 2013). Nas geociências a técnica começou a ser aplicada na década seguinte em estudos nas mais diversas áreas.

Com os avanços na tecnologia e adaptações feitas nos equipamentos para análise de amostras de rochas, a tomografia de Raios-X tornou-se cada vez mais importante para os físicos de rochas, geólogos, petrofísicos e geofísicos (PALOMBO *et al.*, 2015).

A tomografia computadorizada trata-se de um método de aquisição de dados não-invasivo e não-destrutivo. Seu processo consiste-se na exposição de amostras à radiação, onde aloca-se um corpo de prova entre uma fonte emissora de Raios-X e um receptor de forma que esses exemplares sejam atravessados por raios deixando registrada em projeções sua interação com o objeto fruto de análise – interação essa associada as diferenças de densidade e número atômico (ULIANA *et al.*, 2014). Para obtenção de diferentes projeções, a amostra é rotacionada lentamente em pequenos ângulos e, a partir disso, imagens bidimensionais até então obtidas, são processadas através de um algoritmo de reconstrução até se tornarem imagens tridimensionais (Figura 31), onde ocorre a transformação do pixel (unidade mínima de uma imagem digital) para voxel (equivalente tridimensional do pixel) – ambos representados na Figura 32. Os modelos produtos da CT são imagens em escala de cinza, onde para cada unidade mínima de imagem (seja um pixel ou um voxel) é atribuído um tom de cinza referente a densidade do material, de forma que os mais densos recebem tons mais escuros e os menos densos, tons mais claros (MANTOVANI, 2013).

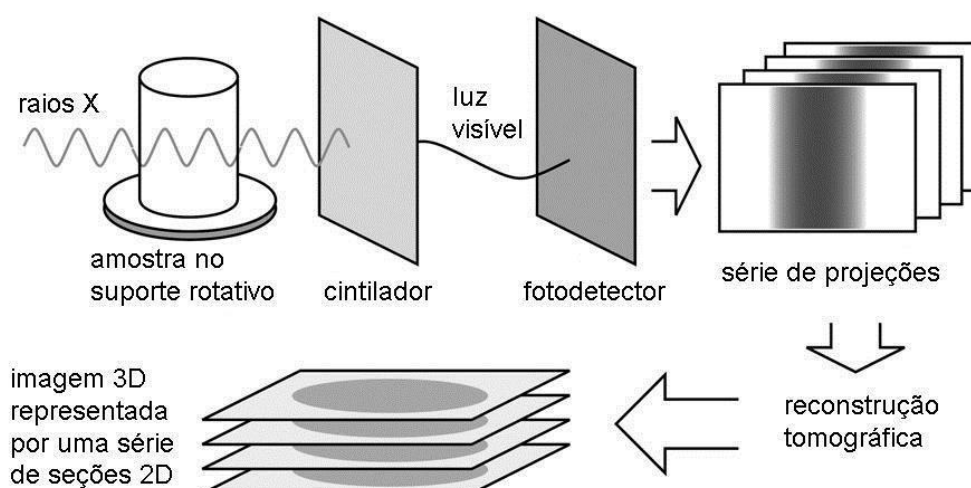


Figura 31. Ilustração do processo de aquisição das projeções e seu posterior processamento a fim de transformá-las em imagens tridimensionais (LANDIS e KEANE, *op. cit. apud* MANTOVANI, 2013).

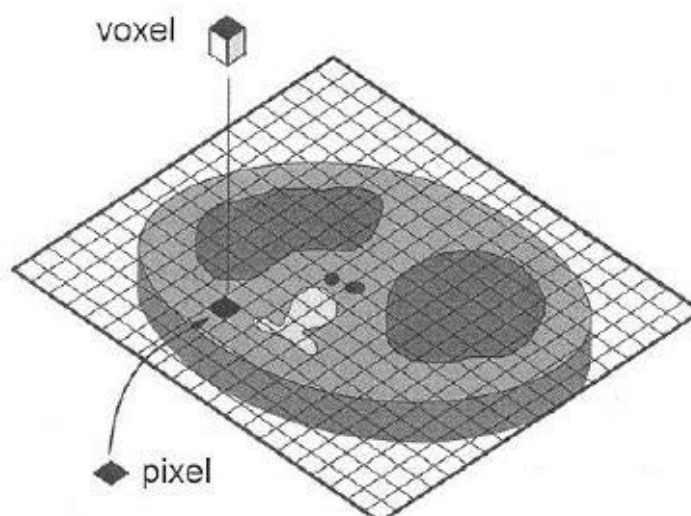


Figura 32. Ilustração comparativa entre o pixel e o seu correspondente tridimensional voxel (LIMA, 2006).

Após esses processos, inicia-se a interpretação da porosidade da amostra, uma vez que as projeções, apesar de indicarem com exatidão as diferenças de densidades dos materiais, possuem alguns agravantes no que diz respeito às limitações técnicas. A maioria dos problemas no método devem-se pela questão da resolução das imagens geradas, onde alguns pixels/voxels

tendem a adotar um tom de cinza intermediário e inconclusivo por se situarem em uma faixa de transição do sistema poroso-rocha.

É importante salientar que as imagens tomográficas são dados resultantes da interação dos Raios-X com as rochas – medidos por meio da atenuação do Raio-x captado pelo receptor em termos numéricos – sendo assim, os dados tomográficos são dados absolutos representados de maneira gráfica em escalas de cores.

4.4.1 Fácies tomográficas

A tomografia computadorizada de Raios-X começou a ser utilizada no estudo de testemunhos de sondagem na década de 1980 (HONARPOUR *et al.*, 1985; KENTER, 1989). Essa técnica gera um rico conjunto de dados composicionais e texturais de volumes de rochas que podem ser incorporados à descrição de rochas e diversos fluxos de trabalho de análise (HALL *et al.*, 2016).

O conceito de fácies tomográficas vem sendo aplicado através de técnicas que visam a diferenciação de camadas com base em valores de intensidade dos Raios-X. Esses valores estão diretamente associados ao número atômico dos elementos nos quais ocorre a interação (transposição), que por sua vez são indicativos de densidade dos grãos que compõem as rochas.

Hall et al. (2016) aplicou a técnica de tomografia de Raios-X à testemunhos de sondagem para avaliação de reservatórios não convencionais (folhelhos que por vezes desempenham função de rocha geradora e reservatório em um sistema petrolífero). Nesse trabalho foi possível a identificação e diferenciação de fácies com maiores teores de querogênio, definindo intervalos alvos para exploração de hidrocarbonetos.

Apesar do conceito de fácies tomográficas já ser conhecido pelo corpo científico e principalmente nas indústrias, são poucos os trabalhos que aplicam esse tipo de metodologia para rochas carbonáticas.

4.4.2 Tomografia de duas energias – “*Dual Energy Computerized Tomography*”

Como descrito no **item 4.4**, a atenuação dos Raios-X é afetada pela densidade de elétrons e composição química do material (VINEGAR e WELLINGTON, 1987) e a medição do coeficiente de atenuação (Equação 4) a diferentes níveis de energia pode ser efetuado, com obtenção de resultados independentes, através da tomografia de duas-energias.

A tomografia de duas-energias envolve o imageamento das rochas com exposição em dois níveis de energia no mesmo local. Sendo a janela de alta energia mais sensível à densidade das rochas (efeito Compton-Scattering), e a janela de baixa energia (efeito fotoelétrico) mais sensível a mineralogia destas (AL-OWIHAN *et al.*, 2014) (Figura 33).

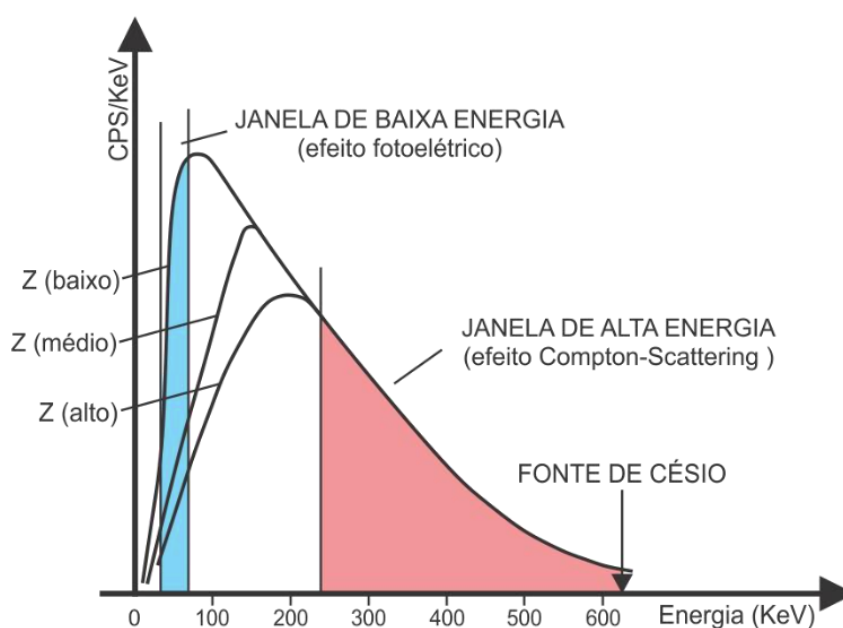


Figura 33. Através da exposição de rochas a raios-x sob diferentes configurações de energias, pode-se adquirir diferentes informações (adaptado de Ellis *et al.*, 1983)

Como produto da tomografia de duas-energias, além das imagens tomográficas, obtém-se os valores de **densidade aparente** (configuração de alta energia) e **fator fotoelétrico** (baixa energia) com leituras a cada 1,5 centímetros

em toda extensão da amostra, produzindo assim perfis computados independentemente.

Densidade Aparente (*Bulk Density* - BD) – Através da configuração de maior energia da ferramenta, são adquiridos valores de densidade aparente (ρ_b) da rocha. O interesse envolvido na medição dessa propriedade envolve a relação direta com porosidade (ϕ) da rocha, como estabelecido na Equação 5.1 e Equação 5.2.

$$\rho_b = (1 - \Phi) \rho_{ma} + (\Phi) \rho_f \quad \text{Equação 5.1}$$

$$\Phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{Equação 5.2}$$

Onde ρ_{ma} refere-se à densidade da matriz petrofísica (densidade dos grãos) e ρ_f representa a densidade do fluido contido nos poros da rocha.

Tendo em vista que a densidade é um fator importante a ser considerado para determinação da porosidade, há a necessidade de melhor determinar o material mineralógico o qual se está analisando. A presença de diferentes materiais na matriz petrofísica de rochas, incorre em uma maior cautela para definição de suas porosidades com base nos valores de densidade devido aos diferentes valores correspondentes a cada mineral em particular. Essa problemática persiste na necessidade da determinação das naturezas dos fluidos presentes nos poros destas rochas, devida também a diferença entre os valores atribuídos a estes (Tabela 6).

Tabela 6. Valores de densidade de algumas rochas e fluidos.

Material	Densidade (g/cm ³)
Carbonato	2,71
Arenito	2,65
Folhelho	2,2-2,7
Água	1,0

Perfil de Fator Fotoelétrico (*Photoelectric Factor* - *Pef*) – Em oposição ao espectro de maior energia – dominado pelo efeito *Compton-Scattering* - a região inferior do espectro dos raios gama é dominado pelo efeito fotoelétrico, do qual é gerado o perfil de fator fotoelétrico.

O efeito fotoelétrico é proveniente da absorção total dos raios gama de baixa energia pelo elétron. O fator fotoelétrico tem como unidade *barns/elétron* (b/e), possuindo relação direta com o número atômico do elemento no qual interage pela relação está expressa na Equação 6.

$$PEF \cong \left(\frac{Z}{10}\right)^{3.6} \quad \text{Equação 6}$$

Onde *PEF* refere-se ao fator fotoelétrico em b/e; e *Z* diz respeito ao número atômico do elemento do material que interage com o raio gama.

Os perfis de fator fotoelétrico atuam, muitas vezes, como uma ferramenta litológica – do ponto de vista petrofísico – devido a diferença entre as assinaturas correspondentes aos minerais que compõem as rochas (Tabela 7), indicando consequentemente, as litologias.

Tabela 7. Alguns valores de fator fotoelétrico para algumas litologias. É importante destacar a notável diferença entre rochas de composições carbonáticas (carbonato com valores mais altos) e siliciclásticas (arenito e folhelho com os menores valores).

Material	Pef (<i>b/e</i>)
Carbonato	5,08
Arenito	1,81
Folhelho	1,8-6,0

Nesse trabalho esses dois perfis desempenham um papel muito importante ao se analisar testemunhos de sondagem (Figura 34). Principalmente pela perspectiva na diferenciação de rochas com base em de características geológicas e petrofísicas em escala de poço.

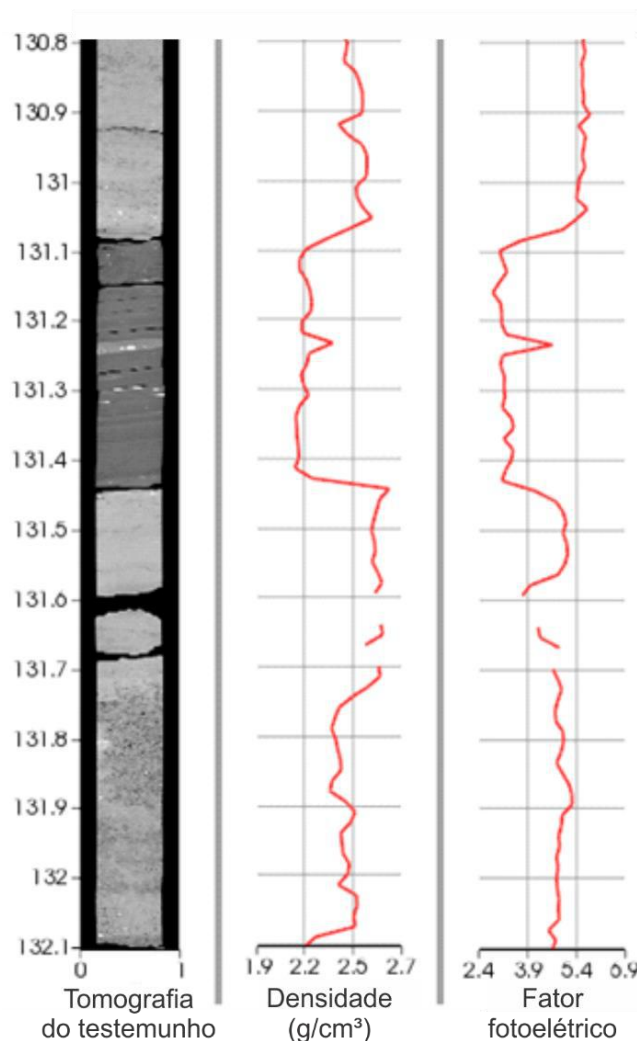


Figura 34. Resultado do “Dual Energy CT” no poço 2-SMC-02-AL entre as profundidades de 130,80 e 132,10 metros. A **esquerda** observa-se a tomografia do testemunho de sondagem acompanhado, ao **centro**, pelo perfil de densidade e, à **direita**, pelo perfil de fator fotoelétrico. Nota-se a diferença nas respostas dos perfis entre a coquina - maior densidade e constituída por material carbonático (representada pelos tons mais claros) e o argilito - menor densidade e composto por material siliciclástico (em tons mais escuros). Outra observação pertinente gira em torno da comum ausência de dados em hiatos do testemunho.

4.5 Perfil de raios gama (*Gamma-Ray – GR*)

Os raios gama são ondas eletromagnéticas de alta energia que medem emissões espontâneas provenientes do decaimento de alguns elementos radioativos sendo expresso em graus API (GAPI). Em outras palavras, essa ferramenta afere a radioatividade natural da formação através dos elementos Tório (Th^{232}), Potássio (K^{40}) e Urânio (U^{238}), estando esses associados

prioritariamente à conteúdo orgânico. É frequentemente utilizado para correlação entre poços, determinação de limites de camadas.

Folhelhos são rochas compostas majoritariamente por sedimentos finos e, por vezes, matéria orgânica, sendo assim, comumente emitem mais raios gama que litologias como arenitos - sem conteúdo lamoso e não arcoseano, carbonatos, anidritas etc. Essas rochas não emitem radioatividade natural devido a retenção de elementos radioativos ser uma função da capacidade de troca de cátions dos argilominerais, material esse que não constituem essas rochas, sendo assim, nesse estudo, o perfil de raios gama é uma ferramenta satisfatória para distinção entre arenitos e folhelhos (TIAB e DONALDSON, 2016).

4.6 Rocktypes

Archie (1952) foi um dos estudos pioneiros na tentativa de integrar dados petrofísicos a dados geológicos em carbonatos, desenvolvendo uma classificação relacionando aspectos texturais das rochas as propriedades petrofísicas como porosidade, permeabilidade e capilaridade.

O principal objeto da caracterização de reservatórios se baseia na determinação da variação de parâmetros petrofísicos. Estudos que integram aspectos texturais das rochas a distribuição dos poros em função de seus tamanhos e propriedades petrofísicas, produzem modelos geológicos em termos numéricos mais adequados para simulações (LUCIA, 2007).

Enquanto modelos geológicos são baseados em observações que passam a uma interpretação em termos deposicionais e de sequência (perfis petrofísicos, testemunhos de sondagem, sísmica etc), modelos de engenharia são apoiados em cálculos com base em respostas petrofísicas das rochas e propriedades médias medidas, seja em perfis petrofísicos bem como em testemunho de sondagem.

Dados numéricos e dados geológicos interpretativos são relacionados por aspectos texturais da rocha, de forma que os parâmetros petrofísicos são amplamente influenciados pela geometria dos poros, sendo esses, por sua vez, resultado da distribuição espacial destes.

Skalinski e Kenner (2014) definem o *rocktyping* de rochas carbonáticas como um veículo para propagação de propriedades petrofísicas em associação com atributos geológicos.

Nesse trabalho, o *rocktyping* foi utilizado como um método para o extrapolação (*upscale*) dos dados da escala dos minerais e dos poros de lâminas e *plugs*, para toda extensão do testemunho de sondagem através da integração das informações petrofísica e aspectos texturais geológicos.

4.7 Eletrofácies

O termo eletrofácies foi proposto por Serra e Abbot (1980), como um meio de identificação de litofácies através de perfis petrofísicos. Com o passar do tempo outras definições foram surgindo. Davis (2018), define eletrofácies como uma combinação numérica de respostas petrofísicas em perfis que refletem características específicas físicas e composicionais em um intervalo de rocha. A análise baseada nessa técnica indica a distribuição dessas propriedades em um modelo de reservatório, surgindo como alternativa a, muitas vezes, difícil caracterização estratigráfica convencional.

Não há um procedimento específico para a definição de eletrofácies, podendo por exemplo ser definidos **(1)** única e exclusivamente com base em respostas de perfis de poço (DAVIS, 2018), ou seja, sem a necessidade de estudos em testemunhos de sondagem ou afloramentos e ou interpretações acerca da gênese de sedimentos ou de ambientes deposicionais; ou **(2)** baseado na integração de dados de poços (perfis petrofísicos) à dados em rocha (testemunhos de sondagem) com auxílio de *softwares* (ROSA *et al.*, 2008).

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Fácies tomográficas

Levando em consideração aspectos observáveis por meio de imagens tomográficas do testemunho de sondagem, tendo como base descritiva a composição – amparada na diferença entre densidade dos minerais – e observação de estruturas sedimentares foram estabelecidas **7 fácies tomográficas** (Tabela 8). A figura 35 ilustra a diferença composicional entre as fácies tomográficas de acordo com a porcentagem de minerais siliciclásticos (Si) e carbonáticos (Ca).

Tabela 8. Tabela de Fácies Tomográficas definidas.

Designação	Diagnose	Descrição
Coq	Coquina	Calcirrudito bioclástico com composição siliciclástica menor que 25%.
Coqc	Coquina Compacta	Calcirrudito bioclástico com composição siliciclástica menor que 25% e com expressiva cimentação diagenética.
Calc	Calcário Cristalino	Descrito por Teixeira (2012) como um calcário bioclástico de cor cinza a creme, com aspecto cristalino, apresentando mosqueamento; e por Luparelli (2018) como um carbonato microcristalino nodular.
Coqi	Coquina Impura	Rocha híbrida bioclástica com composição siliciclástica maior que 25%

		e menor que 75%; e fração carbonática maior que 50% e menor que 75%.
Ar	Arenito	Rocha siliciclástica (mais de 90%) composta majoritariamente por quartzo na fração areia; comum presença de cimento calcítico entre grãos siliciclástico.
Arg	Argilito	Rocha siliciclástica (superior a 90% da composição mineral) na fração argila. Ocorrência de lentes intercaladas siliciclásticas na fração areia muito fina e concreções carbonáticas.
Arc	Arenito com Conchas Dispersas	Rocha siliciclástica (mais de 50%) composta majoritariamente por quartzo na fração areia; comum presença de cimento calcítico entre grãos siliciclástico e frequente ocorrência de conchas dispersas.

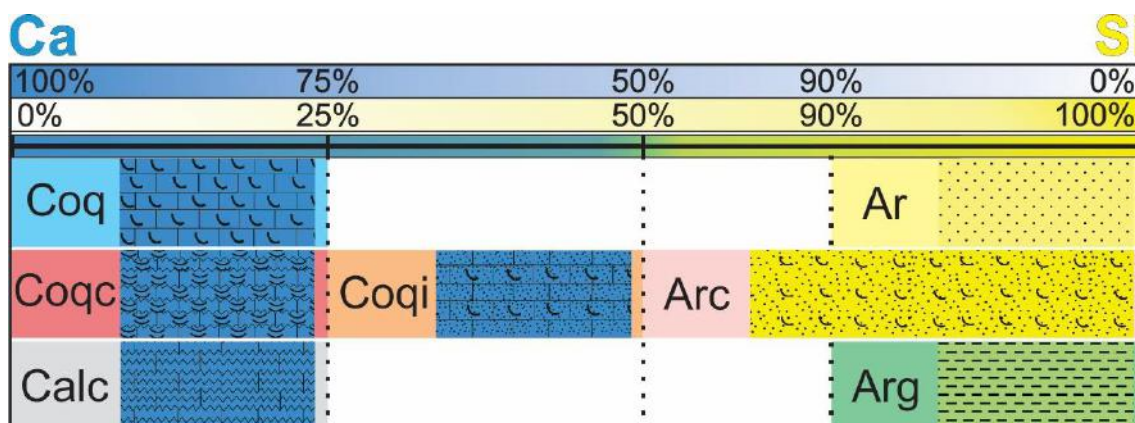


Figura 35. Fácies tomográficas propostas no presente estudo. **Coq**, **Coqc** e **Calc** possuem as maiores proporções de material carbonático (75-100%); **Coqi** possui participação balanceada entre material carbonático (50-75%) e siliciclástico (25-50%); **Arc** é composta majoritariamente por material siliciclástico (50 à aproximadamente 100%); e **Ar** e **Arg** possuem valores superiores a 90% de composição siliciclástica.

A partir da medição das proporções de ocorrência das fácies tomográficas observou-se uma ampla superioridade da fácies tomográfica Coq, essa compondo pouco menos da metade do testemunho de sondagem (Figura 36).

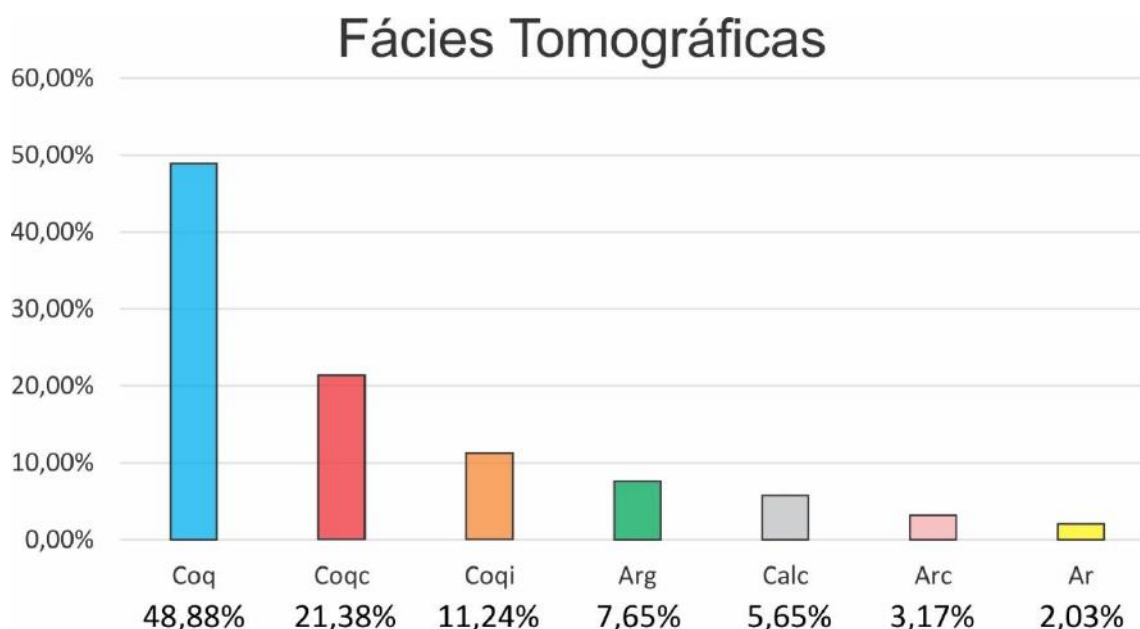


Figura 36. Frequência de ocorrência das fácies tomográficas no testemunho de sondagem.

Fácies tomográfica coquina (Coq) - As rochas dessa fácies tomográfica são calcirruditos (GRABAU, 1904) constituídos por bioclastos, com composição siliciclástica de até 25%. Nessa fácies tomográfica é comum a observação de poros vulgares e móldicos (porosidade secundária), indicando processo expressivo de dissolução (Figura 37).

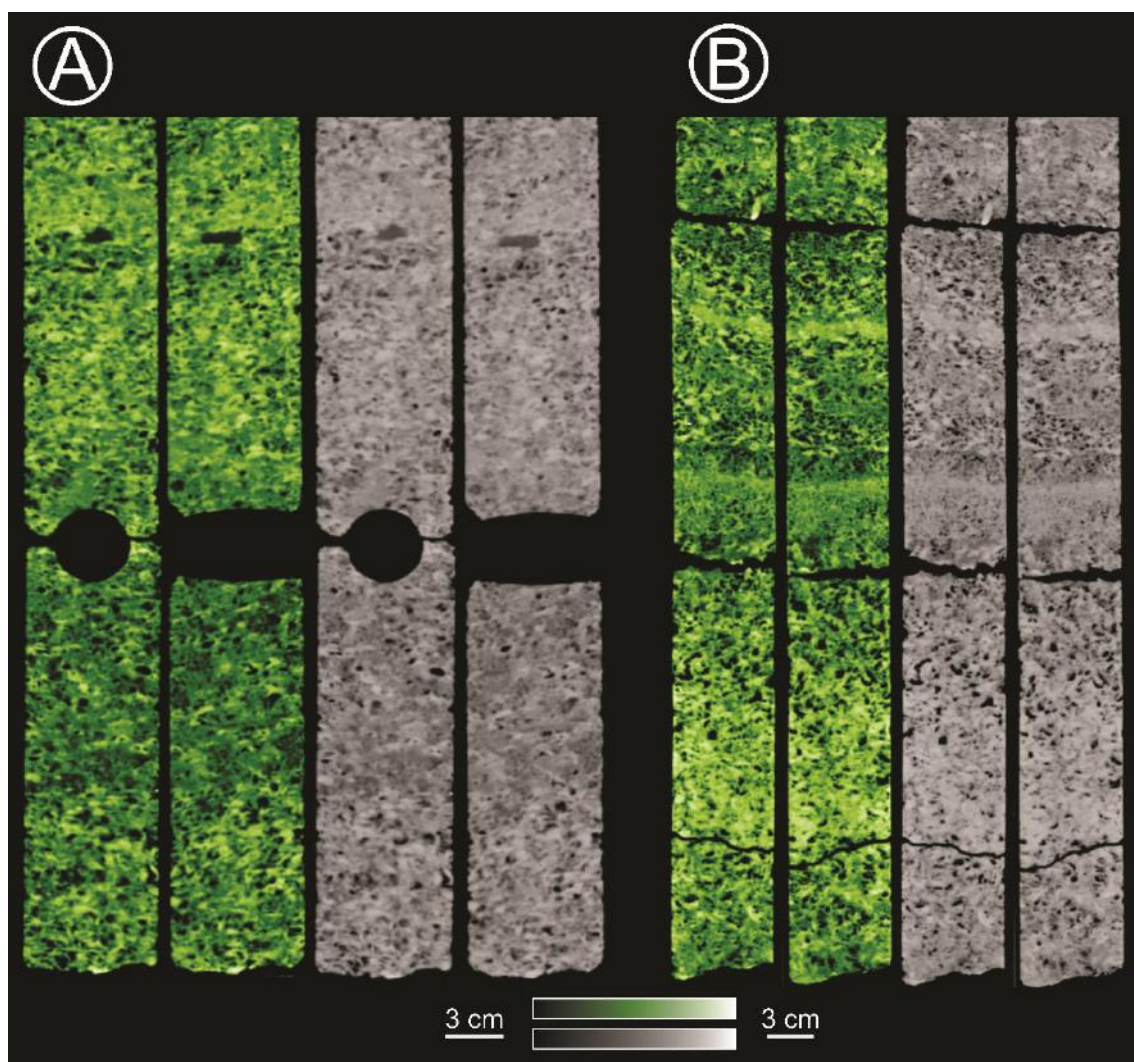


Figura 37. Fácies tomográfica **Coq** vista sob perspectivas perpendiculares. Nota-se a baixa densidade dessa fácies com alto grau de porosidade, perceptível ainda sob escala de testemunho. **A.** Profundidade de 83,10 metros. **B.** Profundidade de 84,10 metros.

Coquina Compacta (Coqc) - Fácies tomográfica composta por rochas carbonáticas (com pelo menos 75% de composição carbonática), com expressivo teor de cimentação, este refletido em sua alta densidade – e consequente baixa porosidade – nas imagens tomográficas. Apesar disso, é possível identificar em algumas profundidades poros vugulares/móldicos fruto de dissolução diagenética (Figura 38).



Figura 38. Fácies tomográfica **Coqc** vista sob perspectivas perpendiculares. Notam-se poros vulgares/móldicos envoltos a respostas de alta densidade na rocha. **A.** Profundidade de 88,00 metros. **B.** Profundidade de 140,70 metros.

Arenito (Ar) - Essa fácies tomográfica é representada por rochas com mais de 90% de material quartzoso com granulometria variando de areia muito fina a muito grossa exibindo estratificação ou laminação cruzada (Figura 39).

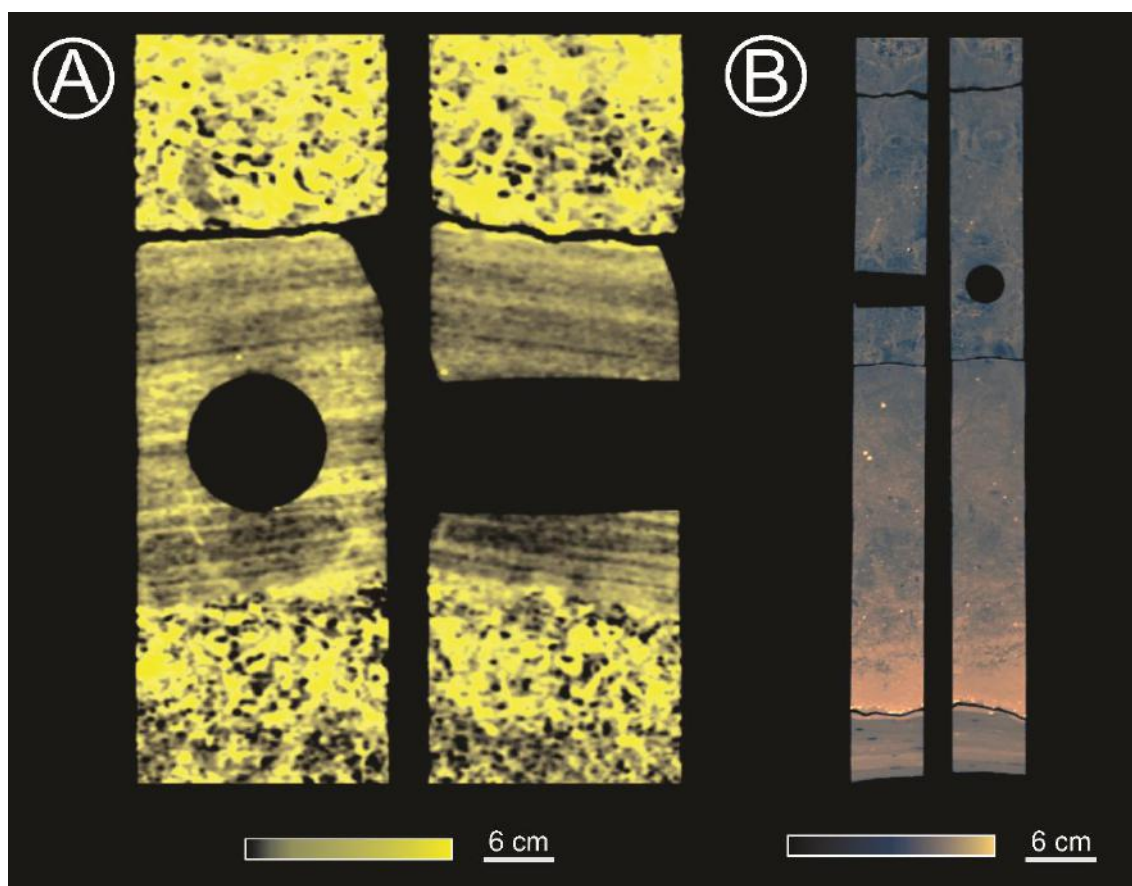


Figura 39. Fácies tomográfica **Ar** vista sob perspectivas perpendiculares. Em comparação as fácies Coq e Coqc, apresenta menor tamanho de grãos e densidade reduzida em função da diferença de material. **A.** Profundidade de 94,40 metros. **B.** Profundidade de 99,50 metros.

Arenito com Conchas Dispersas (Arc) – rochas compostas majoritariamente por material siliciclástico (superior a 50%) com ocorrência de bioclastos dispostos esporadicamente (Figura 40).

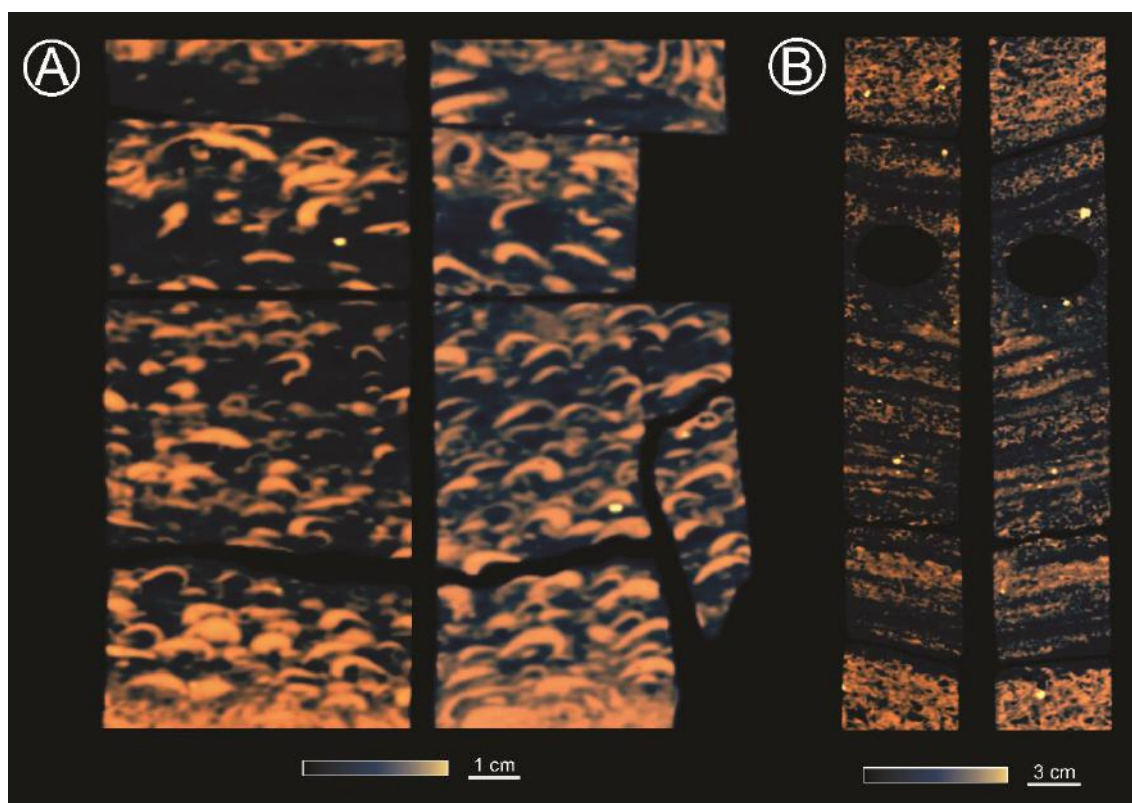


Figura 40. Fácies tomográfica Arc vista sob perspectivas perpendiculares. Nota-se a diferença de densidade dos materiais que compõem essa fácies e a morfologia das conchas. **A.** Profundidade de 87,50 metros. **B.** Profundidade de 170,80 metros.

Coquina Impura (Coqi) – Essa fácies tomográfica é composta por uma rocha híbrida com teor de conteúdo siliciclástico superior a 25%. Muitas vezes essa rocha ocorre como um conglomerado bioclástico matriz-suportado, tendo bioclastos como seu arcabouço sedimentar e sedimentos terrígenos como sua matriz sedimentar (Figura 41).

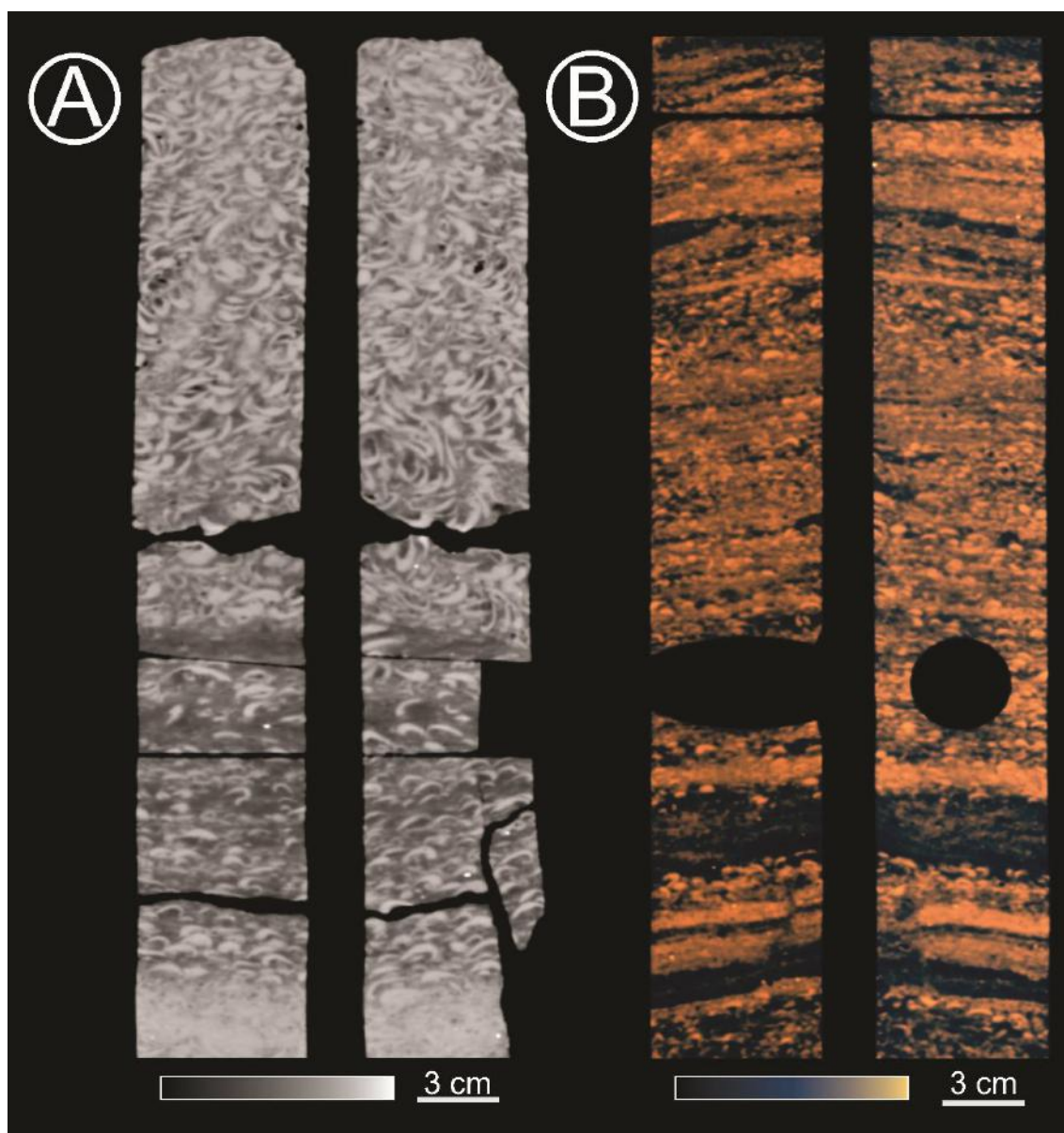


Figura 41. Fácies tomográfica **Coqi** vista sob visadas perpendiculares. A exemplo da fácies Arc, nota-se a diferença das respostas de densidade dos minerais que compõem a rocha. **A.** Profundidade de 87,40 metros. **B.** Profundidade de 113,45 metros.

Argilito (Arg) - composta por mais de 90% de sedimento siliciclástico com predominância de granulometria nas frações silte e argila, com presença esporádica de areia muito fina e fina. A presença de material carbonático interposto é como a ocorrência de bioclastos e concreções carbonáticas se dando de forma isolada. Frequentemente associados estão sulfeto de ferro (pirita) e sulfetoarsênio de ferro (arsenopirita), estes diretamente relacionados ao ambiente no qual essas rochas foram depositadas. A presença de matéria orgânica também é comum, corroborada pela ocorrência de fósseis associados de forma não concentrada.

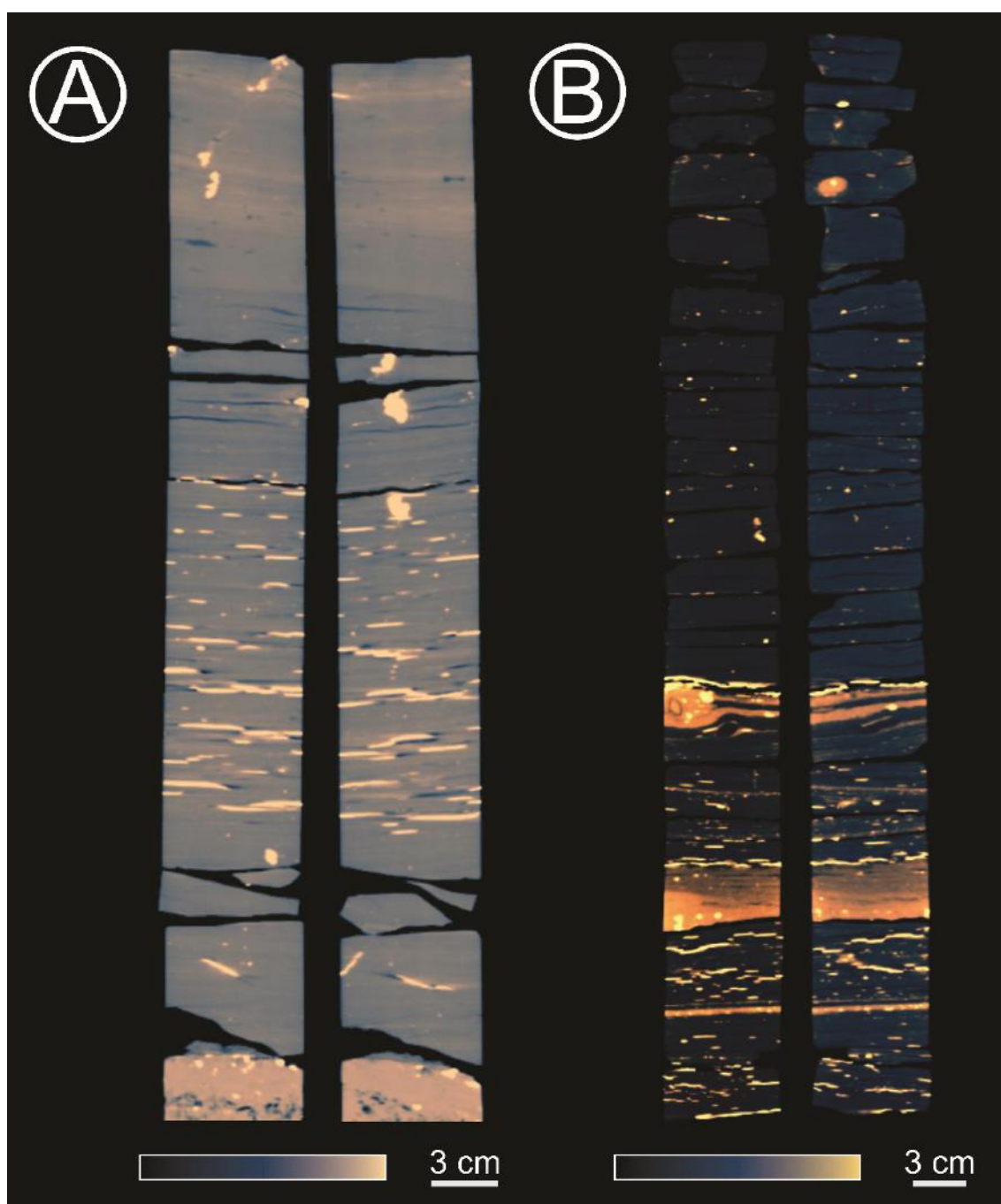


Figura 42. Fácies tomográfica **Arg** vista sob visadas perpendiculares. Observa-se a intercalação com níveis carbonáticos de aspecto cristalino e presença de sulfetos com respostas de alta densidade. **A.** Profundidade de 100,20 metros. **B.** Profundidade de 77,40 metros.

Cálcário cristalino (Calc) – Composta por rochas carbonáticas com severo grau de cimentação e consequentemente alta densidade, correspondendo muitas vezes, a **(1)** “fácies cega” do ponto de vista tomográfico; ou **(2)** aspecto nodular

marcada, muitas vezes, com estruturas laminares correspondentes a decantação de material lamoso associado (Figura 43). Luparelli (2018) classifica essas rochas como *carbonato microcristalino nodular*. Em termos associativos, essa fácies está frequentemente associada com a fácies Arg, seja intercalada, sotoposta ou sobreposta a esta.

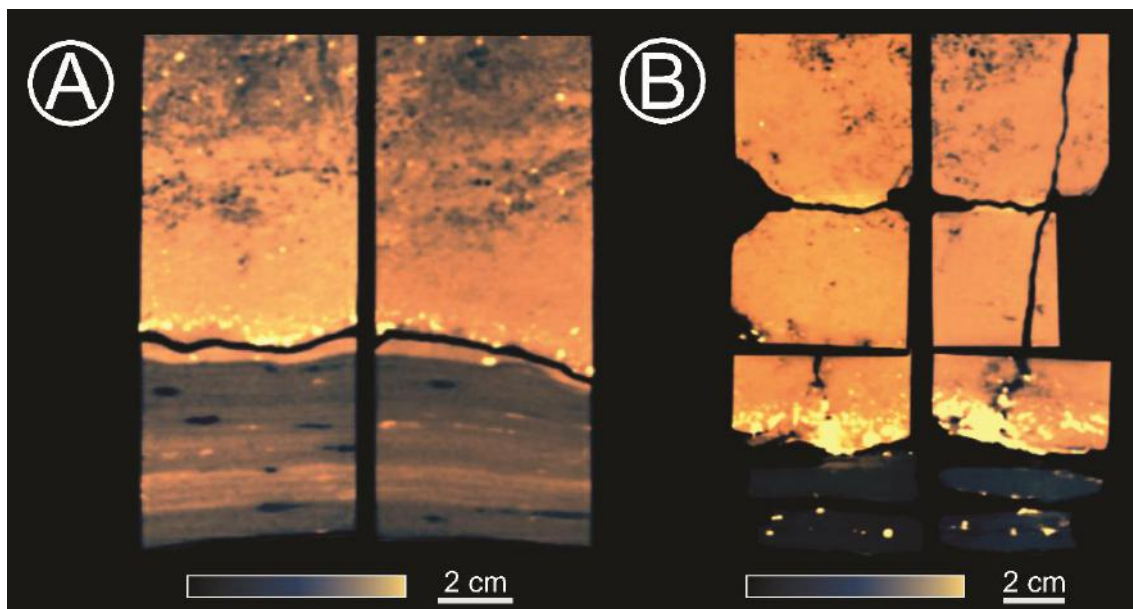


Figura 43. Fácies tomográfica **Calc** vista sob perspectivas perpendiculares. **A.** Na profundidade de 100,30 metros nota-se a sobreposição à fácies Arg, bem seu o aspecto nodular; **B.** Na profundidade de 76,80 metros nota-se um aspecto relativamente “cego”, com ausência de estruturas diferenciáveis observáveis e, mais uma vez, associação com a fácies Arg sobreposta.

O testemunho de sondagem do poço 2-SMC-02-AL, descrito com base nas fácies tomográficas, está contido no **Apêndice I**.

5.2 Análise petrográfica

Segundo Tavares (2014), a mineralogia predominante da Formação Morro do Chaves consiste em calcita, que compõe conchas de bivalves, ostracodes, gastrópodes e bioclastos indefinidos. A matriz sedimentar¹⁰, além da presença de microesparita, também se nota a existência de areia siliciclástica, de composição quartzosa e de argilominerais, bem como litoclastos de rochas sedimentares, ígneas e metamórficas. Alguns sulfetos (pirita e arsenopirita), zircão, micas e outros argilominerais também tem ocorrência como minerais traço.

Além da matriz petrofísica¹¹ complexa que compõe essas rochas, essas rochas sofreram expressivo processos diagenéticos atuando significativamente nos parâmetros petrofísicos dessas rochas. Tendo como agentes mais relevantes os processos de cimentação e dissolução, que por sua vez têm influência negativa e positiva, respectivamente, nos valores petrofísicos.

Com base na análise de lâminas, foi constatada uma ocorrência diversificada de poros e composições correlacionadas a cada fácies tomográfica – q.v. **Apêndice II**.

Nas fácies tomográfica de Coquina (**Coq**) e Coquina Compacta (**Coqc**) foi observado um expressivo domínio de processos diagenéticos, corroborando a feições que remetem a dissolução – mais presente na fácies tomográfica Coquina – e cimentação – essa por sua vez com ocorrência mais relevante na fácies Coquina Compacta. Essa prevalência deve-se principalmente pela majoritária composição carbonática em ambas as fácies tomográficas, cujo material mineralógico possui maior predisposição a influência de processos diagenéticos. Para efeitos de análise petrofísica dessas rochas, foi observada a predominância de poros móldicos e vulgares como estão representados na figura 44:

¹⁰ Matriz sedimentar refere-se ao material intersticial de granulometria mais fina que rodeia as partículas mais grosseiras que constituem uma rocha.

¹¹ Matriz petrofísica refere-se à fração mineral da rocha.

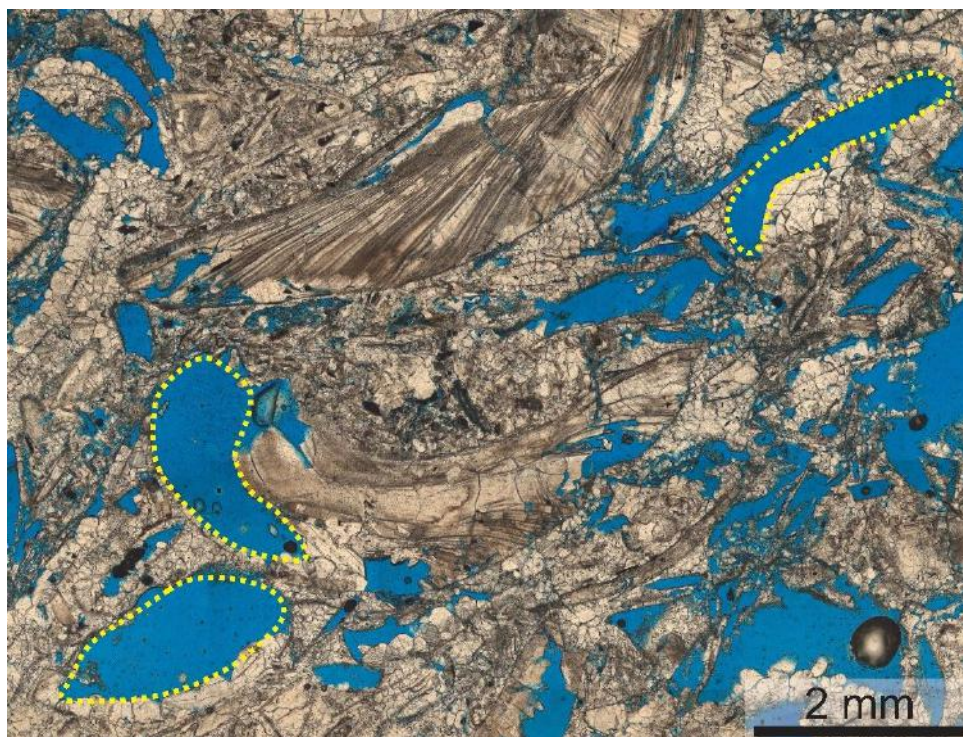


Figura 44. Fácies tomográfica **Coq**. Observar em destaque em amarelo a porosidade móldica presente nessa fácies. (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 93,00 m, N//, aumento 5X)

De maneira a melhor compreender os aspectos distintivos entre as fácies tomográfica Coquina e Coquina Compacta, que apesar de possuírem uma mineralogia semelhante, apresentam uma diferença significativa entre seus parâmetros petrofísicos, é necessário melhor entendimento dos efeitos diagenéticos que corroboraram a diferença entre essas rochas. Baseado no modelo diagenético de dissolução e cimentação adaptado de Choquette & Pray (1970) (Figura 47), entende-se que:

1. A fácies tomográfica Coquina foi exposta a uma sequência de dissolução progressiva corroborando na ocorrência de poros móldicos totais (molde), móldicos parciais (molde parcial), molde alargado (molde alargado) e vugulares (*vug* parcial). Podendo ainda ter passado por um processo de preenchimento parcial por cimentos calcíticos, resultado na ocorrência de poros reduzidos (Figura 45);

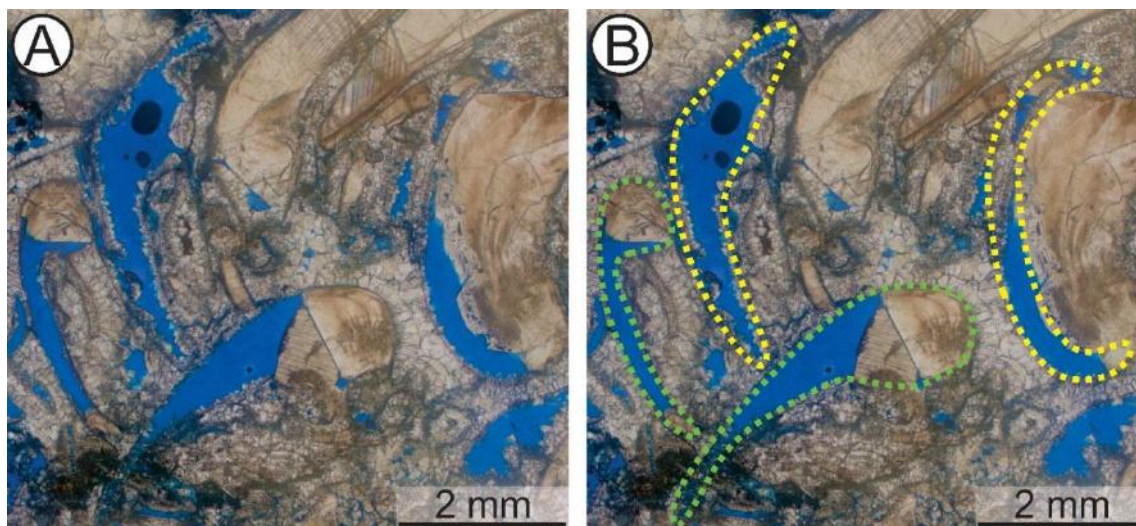


Figura 45. Poros móldicos totais e parciais observados na fácies tomográfica **Coq**. **A.** imagem não interpretada. **B.** Em verde observam-se poros móldicos parciais, onde ainda há partes de conchas não dissolvidas, enquanto que em amarelo temos poros móldicos totais, onde se nota a presença de partículas interiores ao poro, sendo estas remetidas ao processo de compactação física o qual deslocou o cimento circundante a antiga concha para dentro do poro móldico. (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 115,00 m, N//, aumento 5X).

2. A fácies tomográfica Coquina Compacta tem seus poros predominantemente cimentados, tendo como resultado a presença frequente de poros preenchidos em sua totalidade. Entretanto, observa-se também a ocorrência de poros parcialmente preenchidos, bem como poros vulgares de ocorrência restrita (figura 46).

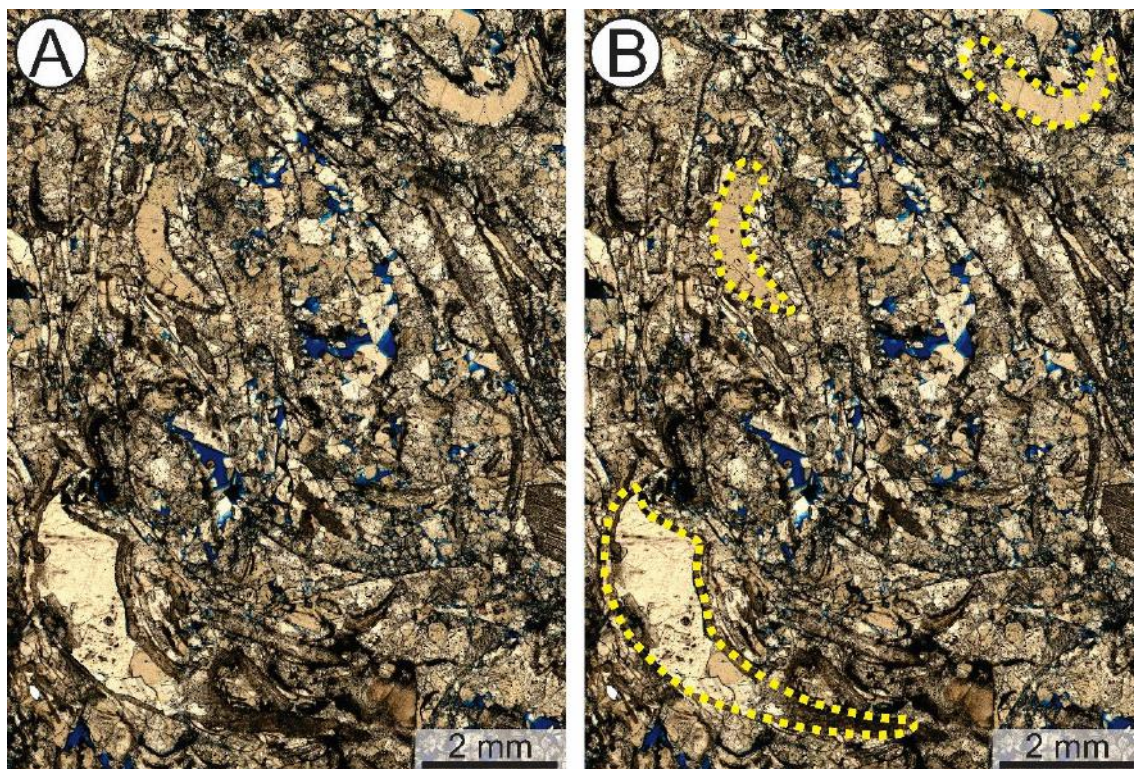


Figura 46. Poros móldicos totais e parciais na profundidade de 148,00 metros. **A.** Segmento da lâmina delgada. **B.** Destacado em amarelo observam-se poros móldicos preenchidos por cimentação carbonática. (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 148,00 m, N//, aumento 5X).

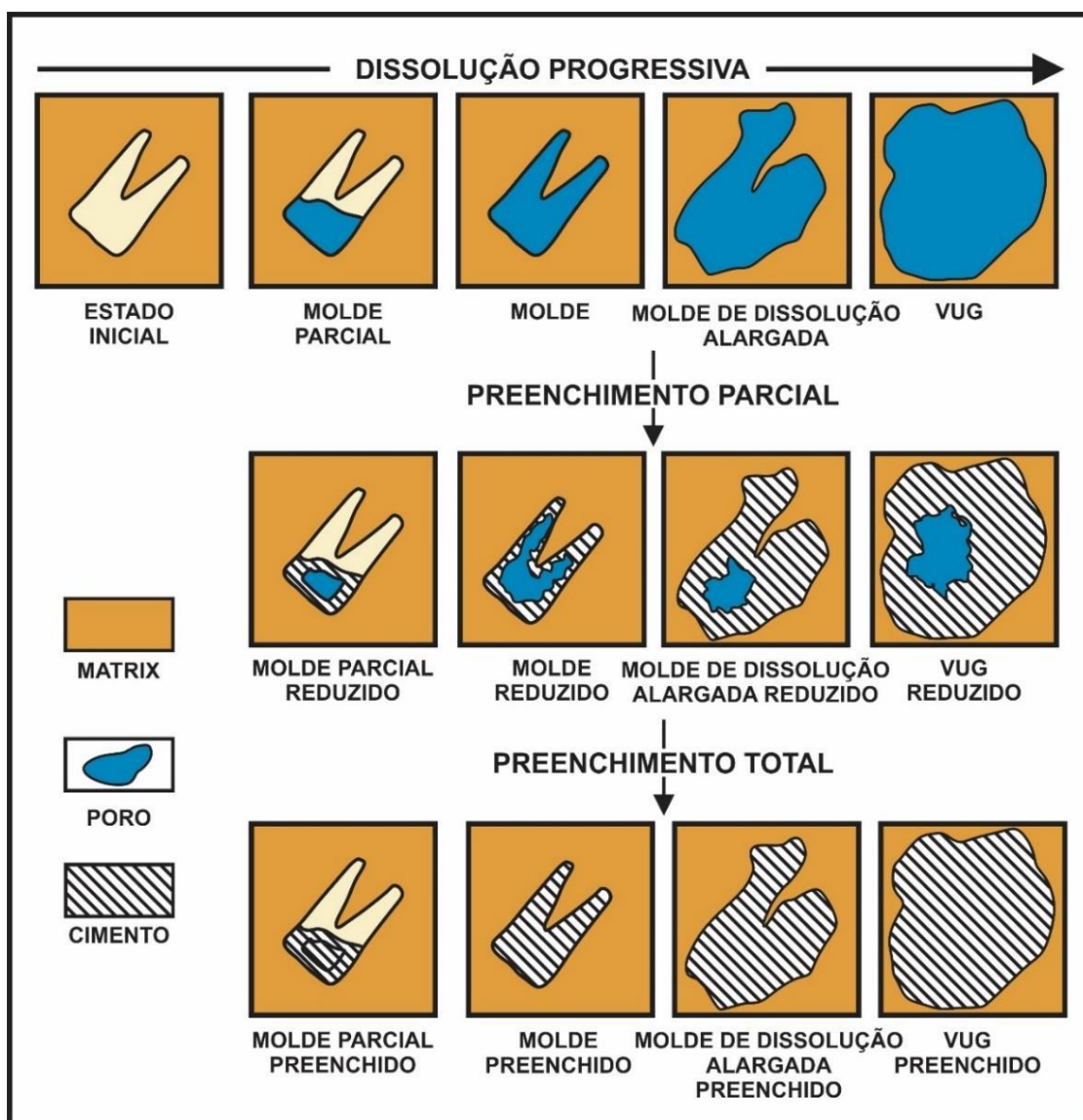


Figura 47. Modelo de evolução diagenética proposto adaptado de Choquette e Pray (1970) com adição dos poros moldes parciais.

Cabe ressaltar ainda que na fácies tomográfica Coqc é comum a presença de material fino (pseudomatriz e micrita) juntamente aos bioclastos e cimentos carbonáticos (Figura 48).

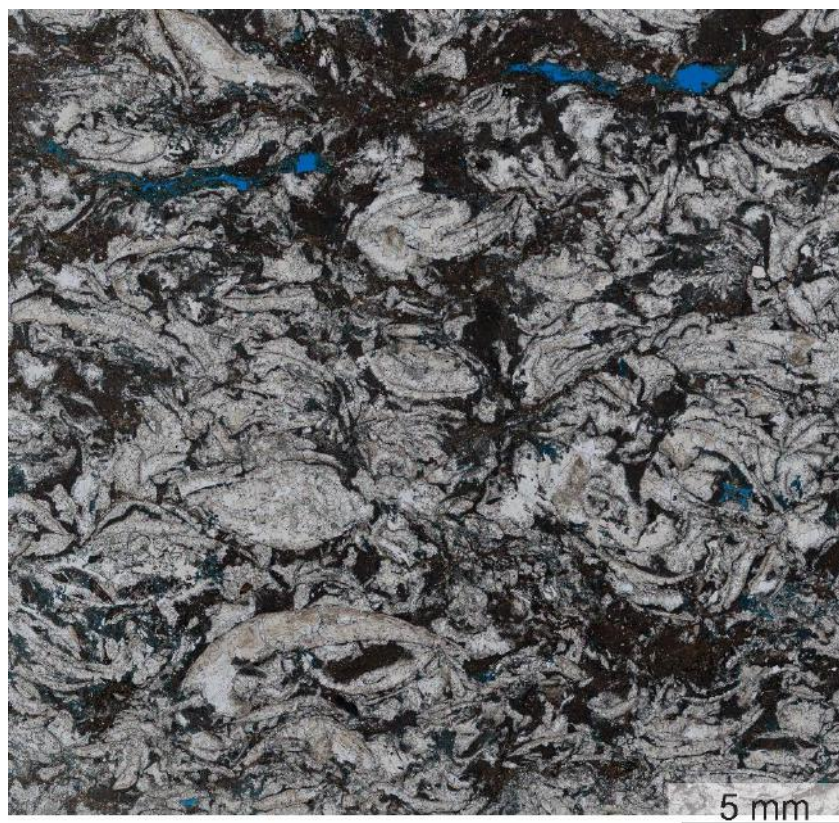


Figura 48. Grãos finos ocorrem em meio ao denso material carbonático na fácies **Coqc**. (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 109,35 m, N//, aumento 5X).

Nas fácies tomográficas Arenito (**Ar**) e Arenito com Conchas Dispersas (**Arc**), são encontrados menos registros de efeitos diagenéticos devido a ação seletiva que rege processos dessa natureza (mais comuns em rochas predominantemente carbonáticas). A porosidade interpartícula exerce maior domínio em relação aos poros encontrados na fácies tomográficas Coquina e Coquina Compacta, comumente correspondendo a pelo menos 80% do arcabouço poroso dessas rochas (Figura 49a).

Apesar da natureza siliciclástica dessas rochas, há presença relevante de material carbonático no preenchimento de poros intergranulares, muitas vezes desempenhando papel de matriz sedimentar entre os grãos de quartzo, ocasionando na ocorrência moderada de poros vugulares no arcabouço poroso dessas rochas (Figura 49b, Figura 49c).

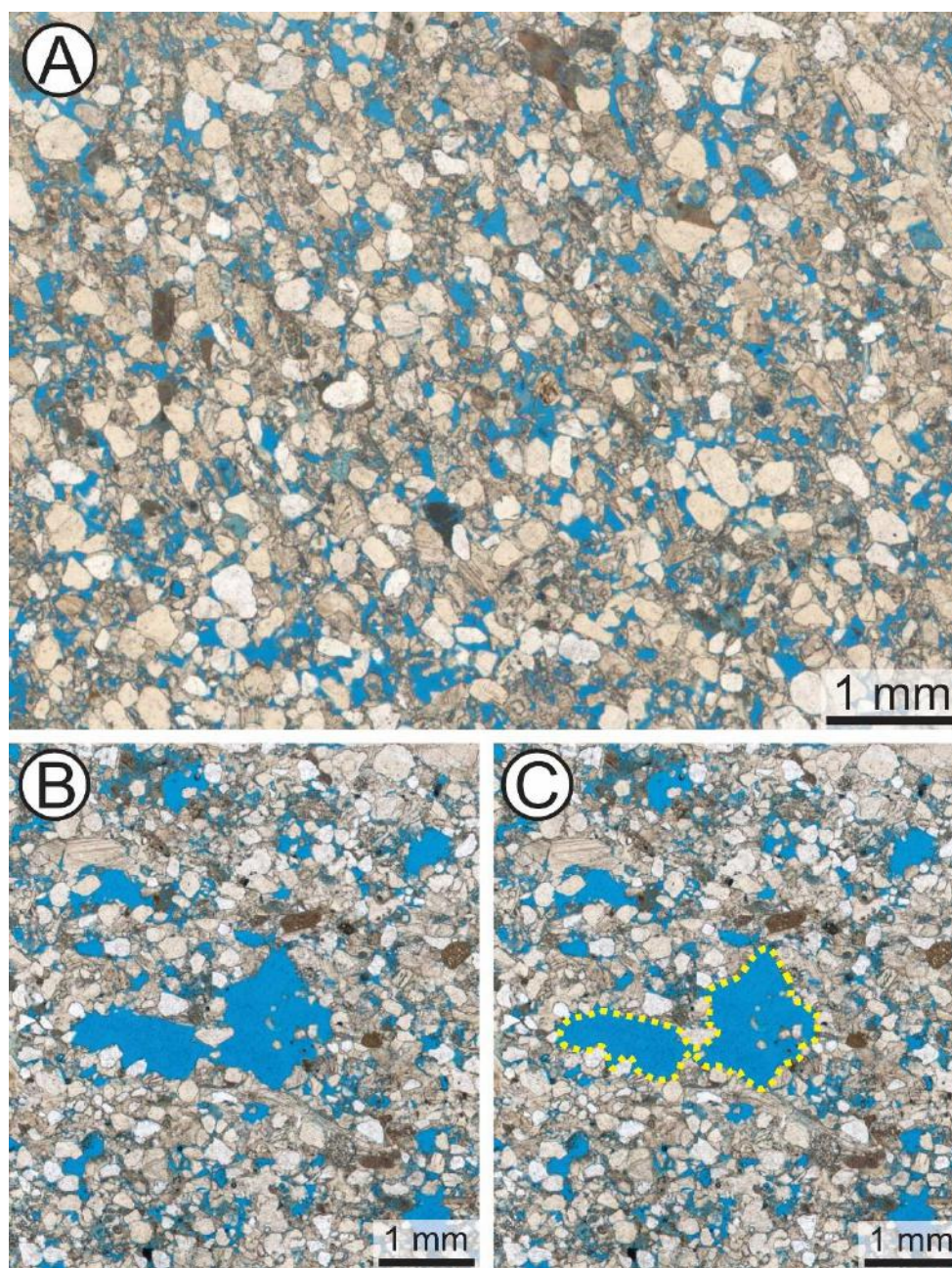


Figura 49. Lâminas delgadas da fácies tomográfica **Ar**. **A.** Nota-se presença majoritária de porosidade intergranular (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 80,00 m, N//, aumento 5X). **B.** Figura não interpretada. **C.** Poros vulgares destacados em amarelo. (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 94,40 m, N//, aumento 5X).

A fácies Coquina Impura (**Coqi**) possui uma composição heterogênea - qualificada como complexa em termos petrofísicos – envolvendo de maneira equilibrada materiais carbonáticos e siliciclásticos (calcita e quartzo, respectivamente). Segundo observações em lâmina delgada, presume-se que essa fácies tomográfica: **(1)** foi submetida a processos diagenéticos expressivos de cimentação e incipientes de dissolução; **(2)** em virtude de sua composição

mineralógica mista, possui uma elevada parcela de seu arcabouço poroso composto por poros intergranulares – ocorrendo prioritariamente entre os grãos de quartzo - com ocorrência complementar de poros vugulares e móldicos – estes subordinados ao material carbonático; **(3)** tenha uma porosidade primária elevada - muito em virtude do volume de poros intergranulares como em arenitos - que devido a processos secundários como cimentação e principalmente compactação, levou à redução de sua porosidade; e **(4)** possuía em sua matriz sedimentar uma contribuição regular de material argiloso (sedimentos e litoclastos) que posteriormente foram transformados em pseudomatriz devido a eventuais processos de compactação.

Dentre as rochas dessa fácies distinguem-se dois grupos principais, que envolvem rochas que sofreram intenso processo de compactação (Figura 50a) e as que não sofreram (Figura 50b).

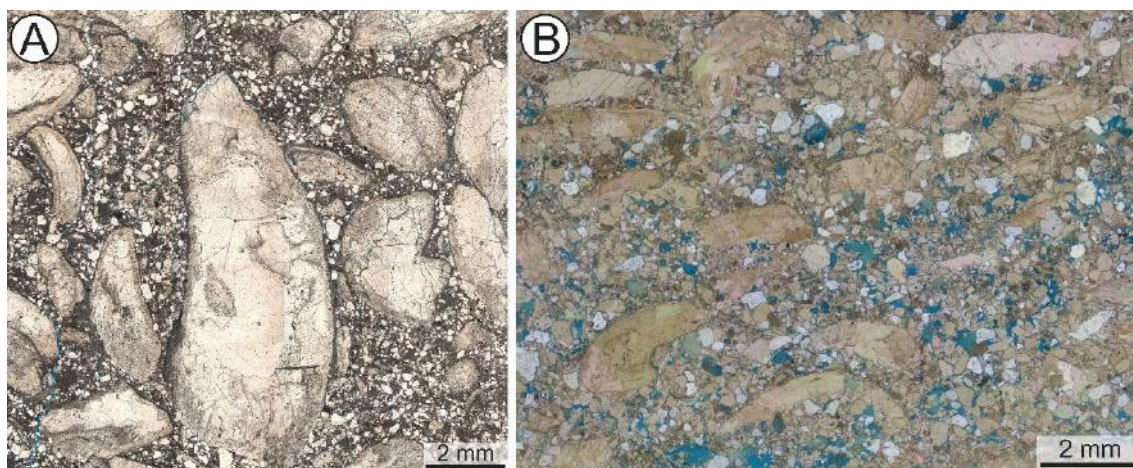


Figura 50. Lâminas delgadas da fácies tomográfica **Coqi**. **A.** Notam-se os efeitos da compactação que além da diminuição da porosidade, levou a compactação de do material lamoso originando pseudomatriz (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 88,35 m, N//, aumento 5X).; **B.** Composição mineralógica variada presente nessa fácies. (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 113,70 m, N//, aumento 5X).

De maneira a estipular um ordenamento de eventos de maneira a estabelecer uma ordem cronológica relativa, foram observadas relações de corte entre os dois eventos principais obliteradores de porosidade nessas amostras, sendo observados eventos de cimentação anteriores e posteriores ao fraturamento de bioclastos em consequência da compactação que essas rochas sofreram (Figura 51).

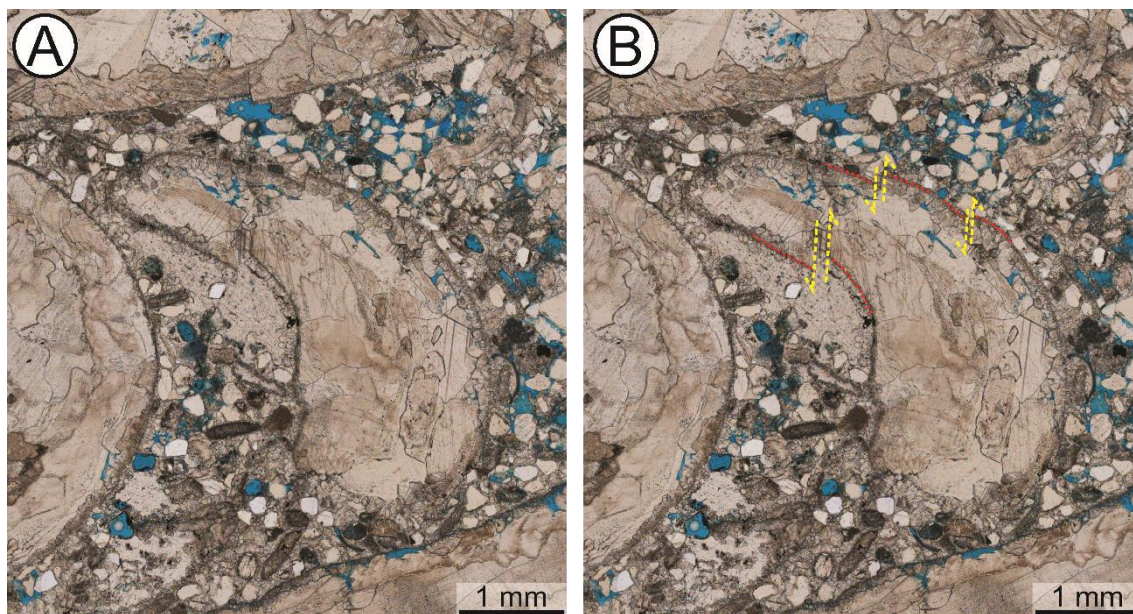


Figura 51. A compactação provoca o fraturamento de grãos e cimentos na fácies tomográfica **Coqi**. **A.** Imagem não interpretada. **B.** Fraturamento de bioclasto e envelope de cimento, observa-se o rejeito resultante do movimento (em vermelho). Em amarelo observa-se o sentido do movimento que originou a ruptura. (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 87,35 m, N//, aumento 5X).

Na fácies tomográfica Argilito (**Arg**), a porosidade predominante observada é a microporosidade, com poros invisíveis a olho nu ou mesmo ao microscópio petrológico ótico. Há ainda ocorrência incipiente de poros de microfraturas (Figura 52). Em alguns intervalos há presença consistente de conchas inteiras e parcialmente fragmentadas. Cabe ainda ressaltar o elevado conteúdo orgânico presente nessas rochas e raros níveis subordinados de grãos de quartzo.

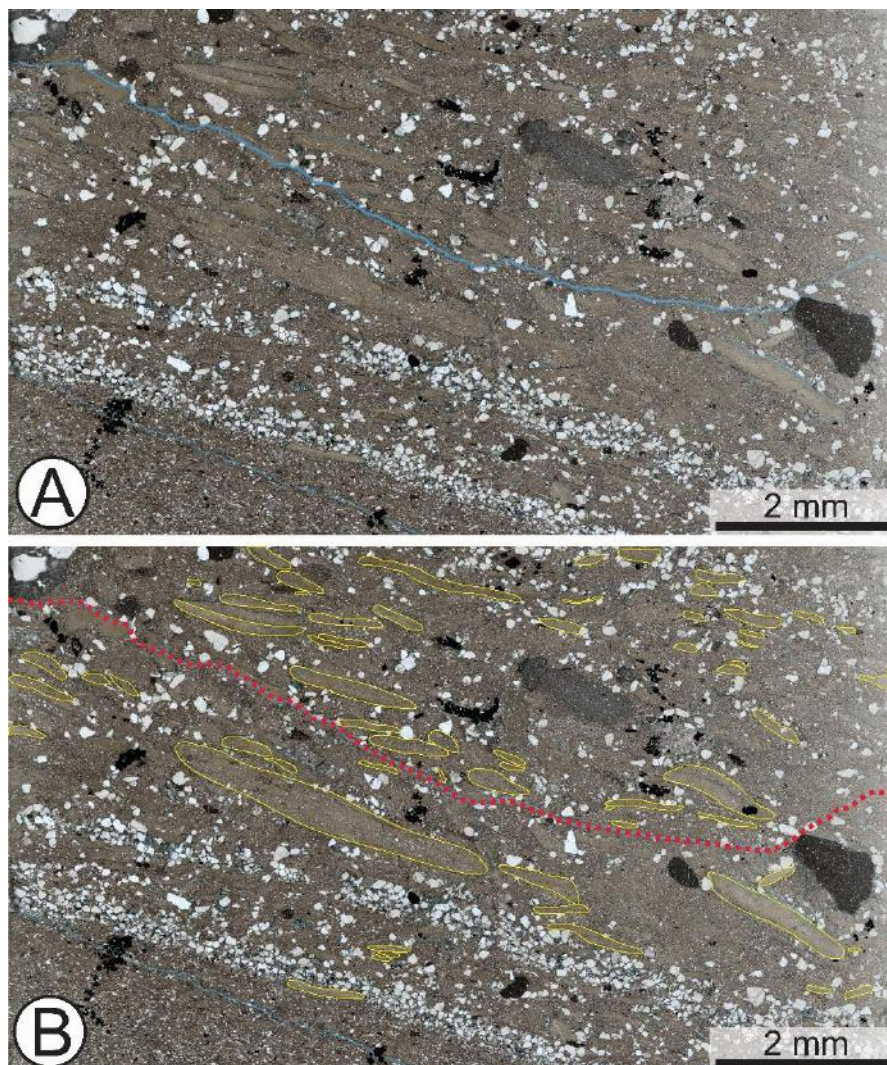


Figura 52. Lâmina da fácies tomográfica Argilito. **A.** Figura não interpretada. **B.** Destacado em vermelho é possível identificar um estreito canal (microfratura) cortando a lâmina delgada em toda sua extensão; em amarelo estão destacadas as conchas e fragmentos de conchas observados. (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 196,65 m, N//, aumento 5X).

A fácies tomográfica Calcário Cristalino (**Calc**) representa uma rocha de composição carbonática com dois aspectos principais: **(1)** rochas de composição carbonática com alta presença de conchas fraturadas a parcialmente inteiras com severo grau de cimentação (Figura 53a); e **(2)** definido por Luparelli (2018) como *carbonato microcristalino nodular* sendo uma rocha carbonática de aspecto cristalino, apresentando mosqueamento (Figura 53b).

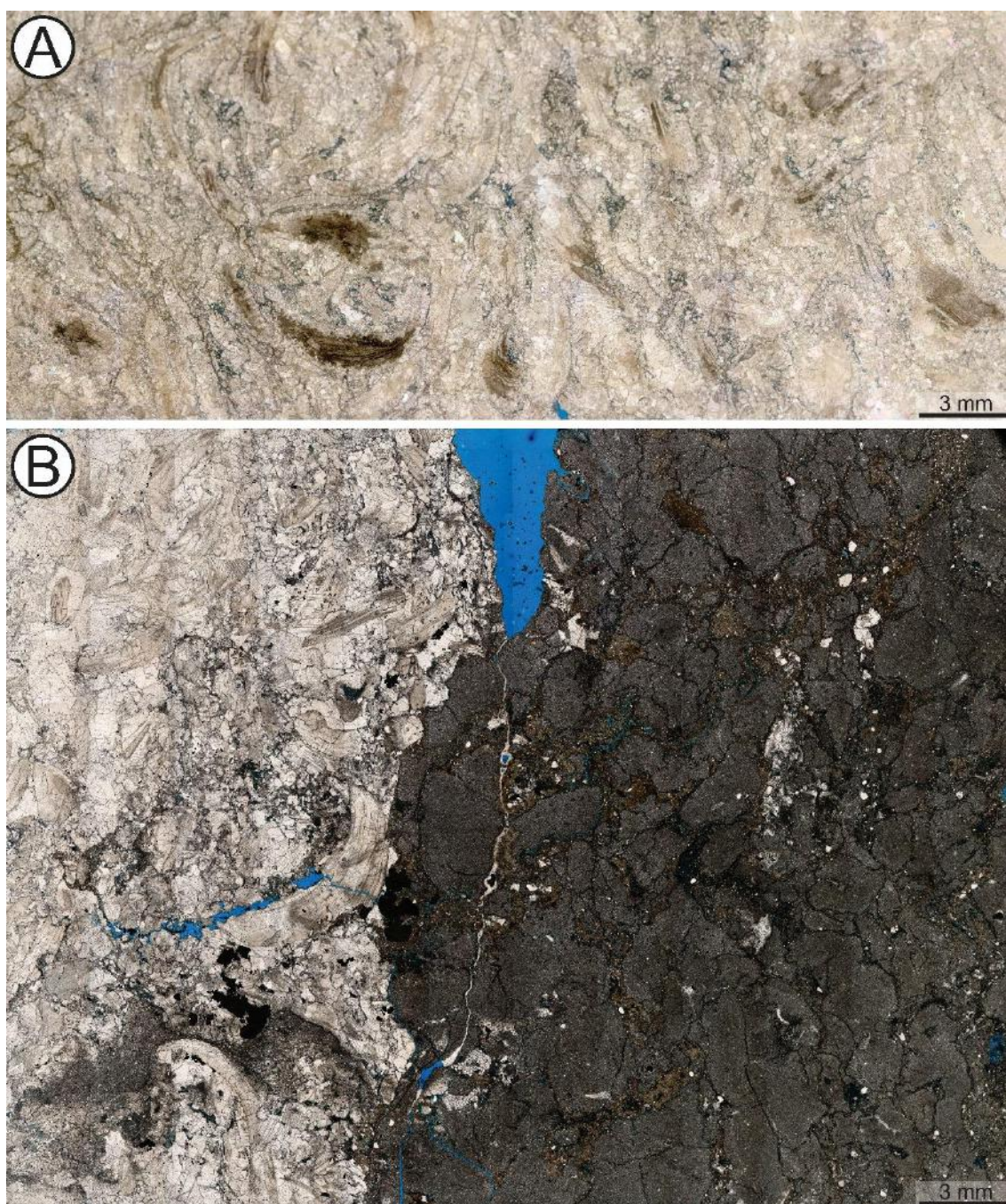


Figura 53. Fácies tomográfica Calcário Cristalino. **A.** Região de lâmina na profundidade de 192,05 metros, onde observa-se alta presença de conchas e expressiva presença de cimento carbonático. (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 192,05 m, N//, aumento 5X). **B.** Comparação entre os dois aspectos dessa fácies tomográficas (Lâm. Lagesed 2-SMC-2-AL, 196,65 m, N//, aumento 5X).

5.3 Petrofísica básica

Foram amostradas rochas de todas fácies tomográficas, com exceção de Argilito – em função da dificuldade de retirada de amostras de *plug* de rochas dessa natureza. Ao dispor dos resultados – Apêndice II – em um gráfico porosidade x permeabilidade é notável a complexidade desses depósitos em função da ampla variedade de respostas obtidas. Em uma análise preliminar pode-se perceber uma divisão entre os dados, o que torna tangível a divisão entre duas populações: **(1)** com parâmetros petrofísicos mais altos – com permeabilidade acima de 10mD; e **(2)** com parâmetros petrofísicos mais baixos – valores de permeabilidade abaixo de 10mD (figura 54). A partir dessa etapa, inicia-se a integração de dados geológicos à dados petrofísicos.

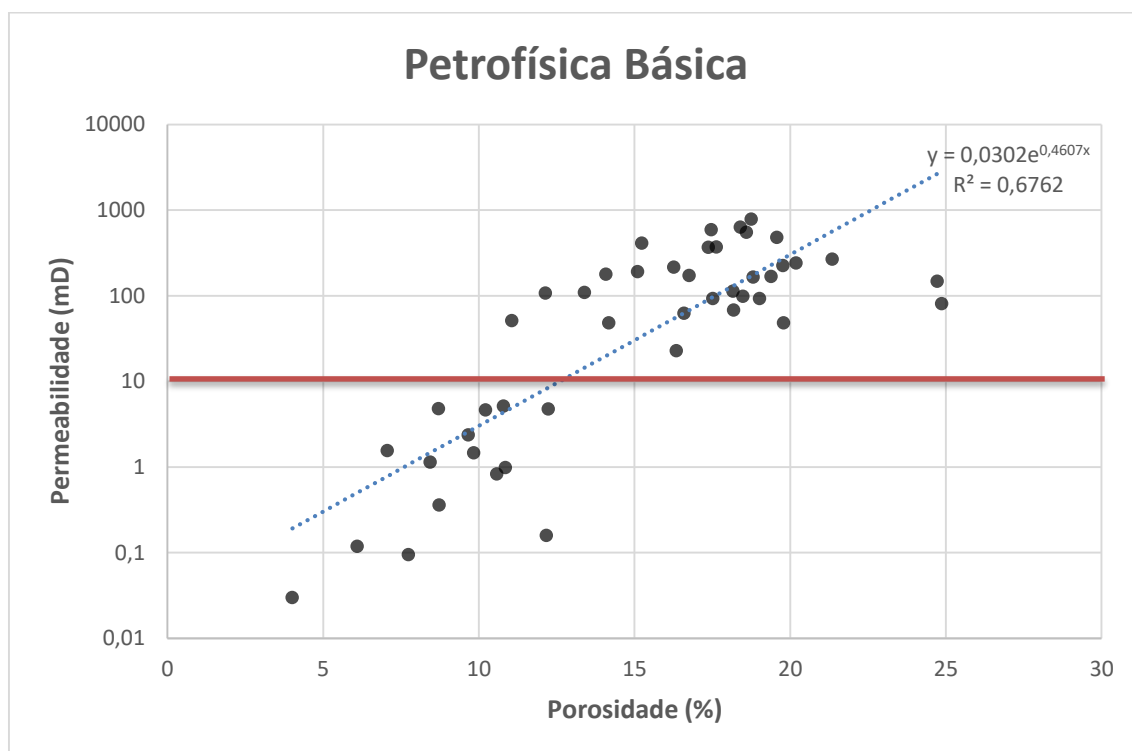


Figura 54. Gráfico com os dados de petrofísica básica das amostras de *plug*. Foram reconhecidas duas populações de dados. Acima da linha vermelha, com maiores valores dos parâmetros petrofísicos; e abaixo, com menores.

Inicia-se a integração de dados geológicos à dados petrofísicos levando em consideração a correspondência já estabelecida entre os dados macroscópicos das fácies tomográficas (testemunho de sondagem) aos dados microscópicos da análise petrográfica (lâminas delgadas), onde foram

observados os comportamentos dos valores de porosidade e permeabilidade (petrofísica básica) dos *plugs* contidos nas fácies tomográficas.

Constatou-se então padrões gerais de respostas petrofísicas para cada fácies tomográfica como explicitado na tabela 9.

Tabela 9. Respostas das fácies tomográficas nos dados de petrofísica básica

Fácies tomográficas	Resposta na petrofísica básica
Coquina	Altas respostas de porosidade e permeabilidade
Coquina Compacta	Baixos valores de porosidade e permeabilidade
Arenito	Altos valores de porosidade e relativamente altos valores de permeabilidade
Arenito com Conchas Dispersas	Assim como a fácies tomográfica Arenito, possui altos valores de porosidade e relativamente altos valores de permeabilidade
Coquina Impura	Baixos valores de porosidade e permeabilidade
Argilito	Não amostrado
Calcário Cristalino	Baixo valores de porosidade e permeabilidade

Sendo então identificados as fácies tomográficas integrantes das duas populações. Constituindo a população com maiores valores temos as fácies tomográficas: **Coquina**, **Arenito**, **Arenito com Conchas Dispersas**. A população com menores valores é integrada por: **Coquina Compacta**, **Coquina Impura** e **Calcário Cristalino** (Figura 55).

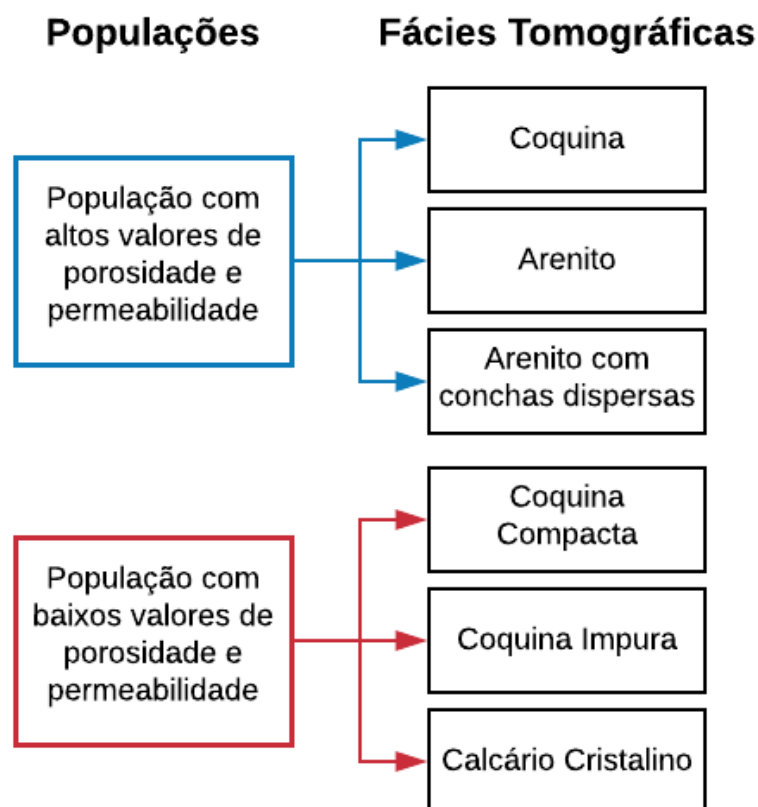


Figura 55. Fácies Tomográficas correspondentes as populações observadas.

5.4 Microtomografia de Raios-X

Buscando uma melhor caracterização do arcabouço poroso das rochas, as amostras de *plug* foram submetidas à rotina de microtomografia de Raios-X, que permite uma análise do sistema poroso das rochas com abordagens quantitativa e/ou qualitativa. Valendo-se de um modelo tridimensional do arcabouço poroso das rochas, é possível estimar a porosidade total, bem como promover análises envolvendo a avaliação da conexão de poros bem como de suas gargantas - pelas quais essas conexões se dão.

Sendo assim, após o processo de segmentação das amostras, obtiveram-se resultados das porosidades destas segundo a tabela 10.

Tabela 10. Valores adquiridos através da análise de microtomografia de Raios-X.

Amostra Prof. (m)	Porosidade total (%)
80,95	9,282
82,05	6,853
83,60	6,164
90,95	7,779
93,00	12,277
94,40	4,610
87,35	2,148
89,70	1,508
122,45	1,683
128,05	7,485
140,80	3,567

Visando uma análise de caráter petrofísico do arcabouço poroso, para efeitos de identificação de tipos poros presentes nas rochas, foi utilizada a classificação de poros proposta por Lucia (1983) (q.v. **item 4.3**), em um primeiro momento levando em consideração somente as grandes famílias de poros: sistema poroso interarticular e sistema poroso vugular.

Valendo-se dessa classificação, observou-se a ocorrência de conjuntos de rochas dotadas de sistemas porosos distintos, estando estes subordinados as fácies tomográficas: **(1)** A fácies tomográfica **Coquina** possui sistema poroso compostos em sua maioria por poros vugulares, com presença incipiente de porosidade interpartícula entre os grãos siliciclásticos que compõem minoritariamente essas rochas (Figura 56a, Figura 57a); **(2)** as fácies tomográfica **Arenito** e **Arenito com Conchas Dispersas** tem seus sistemas porosos constituídos majoritariamente por porosidade interpartícula, com ocorrência remota de porosidade vugular em detrimento da dissolução de cimento carbonático que, por ora, está presente nessas rochas (Figura 56b,

Figura 57b); **(3)** a fácies tomográfica **Coquina Impura**, a exemplo de sua matriz petrofísica complexa do ponto de vista composicional, apresenta um sistema poroso igualmente multifacetado, envolvendo porosidade vugular (subordinada a dissolução de bioclastos e cimentos carbonáticos) e interpartícula (relacionada ao espaço entre grãos siliciclásticos) (Figura 56c, Figura 58a); e **(4)** fácies tomográficas **Coquina Compacta** e **Calcário Cristalino**, com arcabouço poroso composto de porosidade vugular (fruto da dissolução de cimentos e bioclastos) (Figura 56d, Figura 58b).

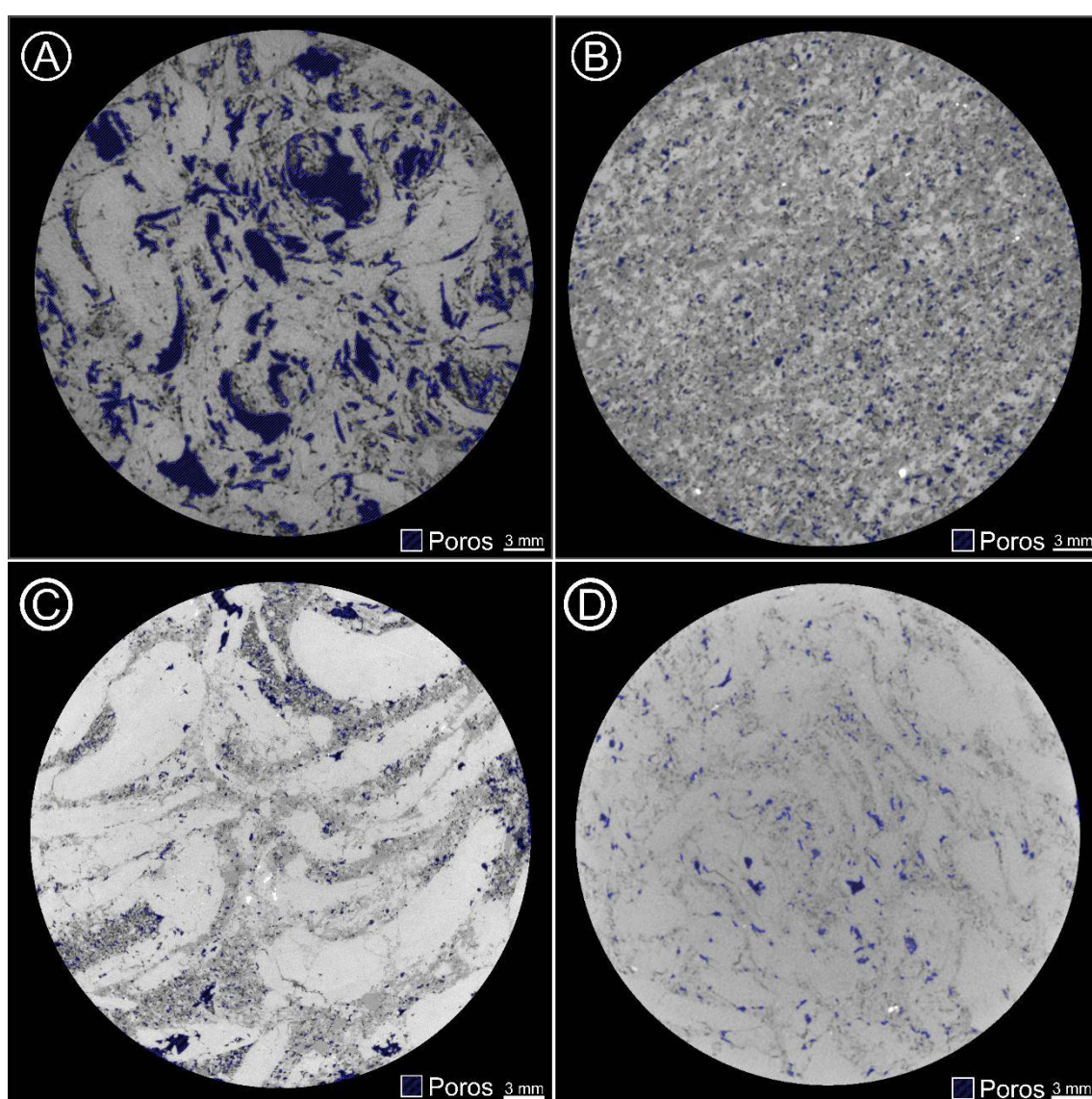


Figura 56. *Slizes* microtomográficos após processo de segmentação. **A.** Fácies **Coq** na profundidade de 93,00 metros; **B.** **Ar** e **Arc** na profundidade de 94,40 metros; **C.** Fácies tomográfica **Coqi** na profundidade de 87,35 metros; **D.** Fácies **Coqc** e **Calc** na profundidade de 140,80 metros.

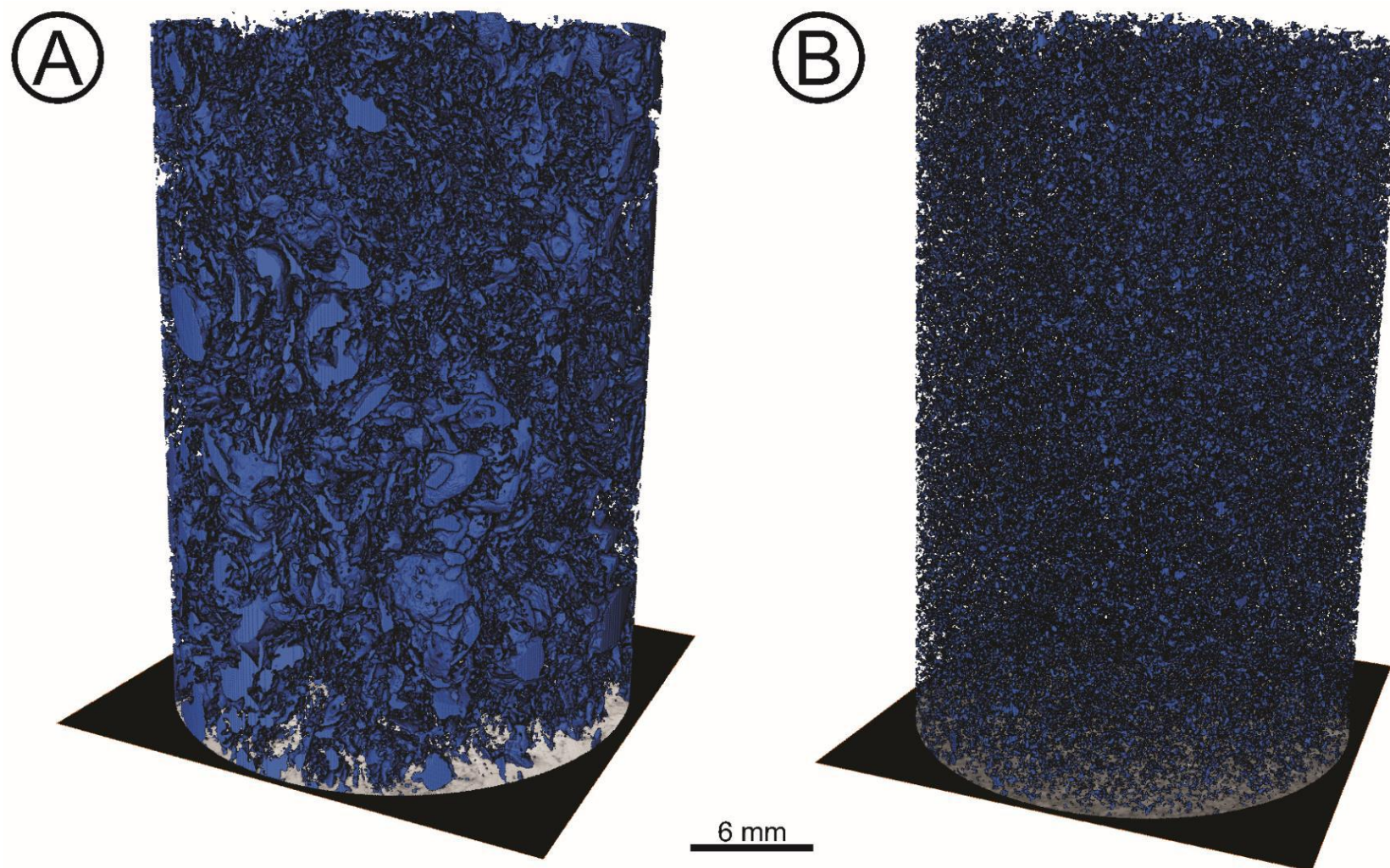


Figura 57. Fases porosas adquiridas através da Microtomografia de Raios-X. **A.** Amostra na profundidade de 93,00 metros, é possível notar a ampla densidade de poros, bem como a dimensão avantajada de seus poros (espaço poroso vulgar). **B.** Amostra na profundidade de 94,40, onde observa-se uma grande quantidade de poros e, em comparação a figura A, seu tamanho de poros reduzido (espaço poroso intragranular).

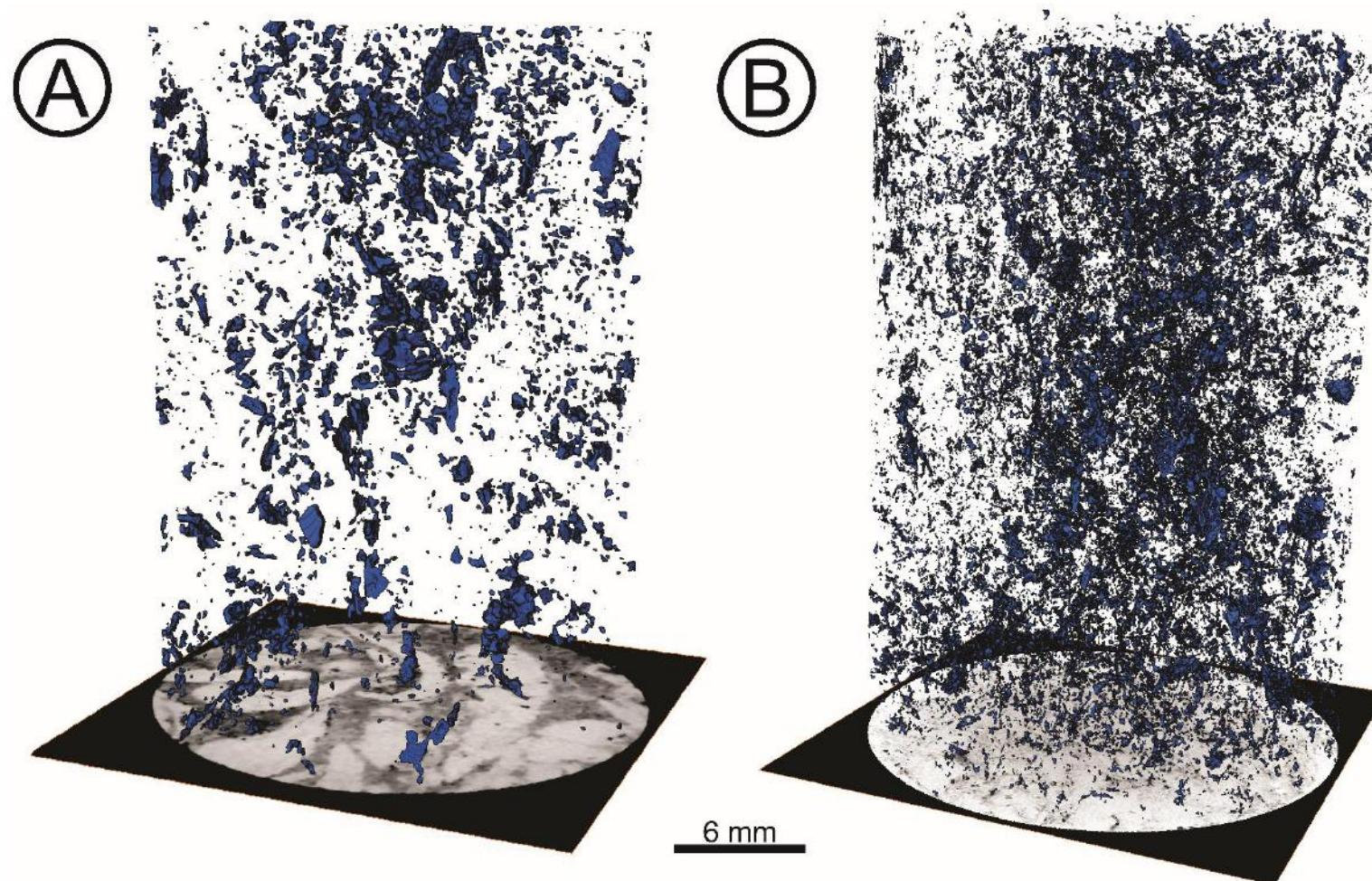


Figura 58. Sistema poroso tridimensional adquirido através de microtomografia de Raios-X. **A.** Amostra na profundidade de 87,35 metros onde nota-se porosidade vulgar dispersa com baixa conexão entre si. A baixa qualidade do dado microtomográfico não permite a identificação uma grande quantidade de poros. **B.** Microtomografia de *plug* na profundidade 140,80 metros, com aparente alta densidade de poros na porção central da amostra, todavia, ocorrem de maneira isolada entre si.

A fim de refinar a caracterização do sistema poroso desses conjuntos de rochas com sistemas porosos distintos, foram avaliadas as conexões destes em termos de **(1)** garganta de poros: relativo ao espaço que estabelece a conexão entre poros; e **(2)** número de coordenação: algarismo absoluto referente a quantidade de poros conectados a um determinado poro.

Para a fácies tomográfica **Coquina** foi observada uma alta conectividade entre poros vugulares (figura 59), essa dando-se através de gargantas de poros com amplo diâmetro promovendo a ocorrência de grandes complexos de poros interligados (Figura 60).

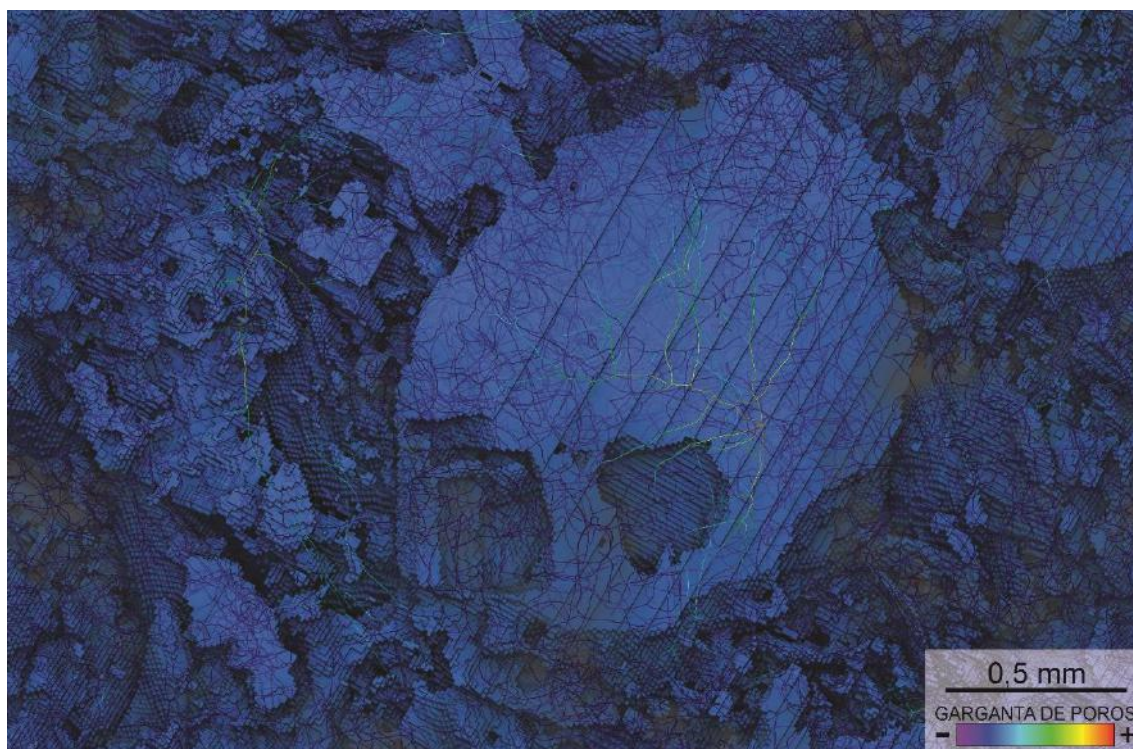


Figura 59. Fase porosa (azul com transparência) com poros vugulares encontrados na amostra de *plug* na profundidade de 93,00 metros.

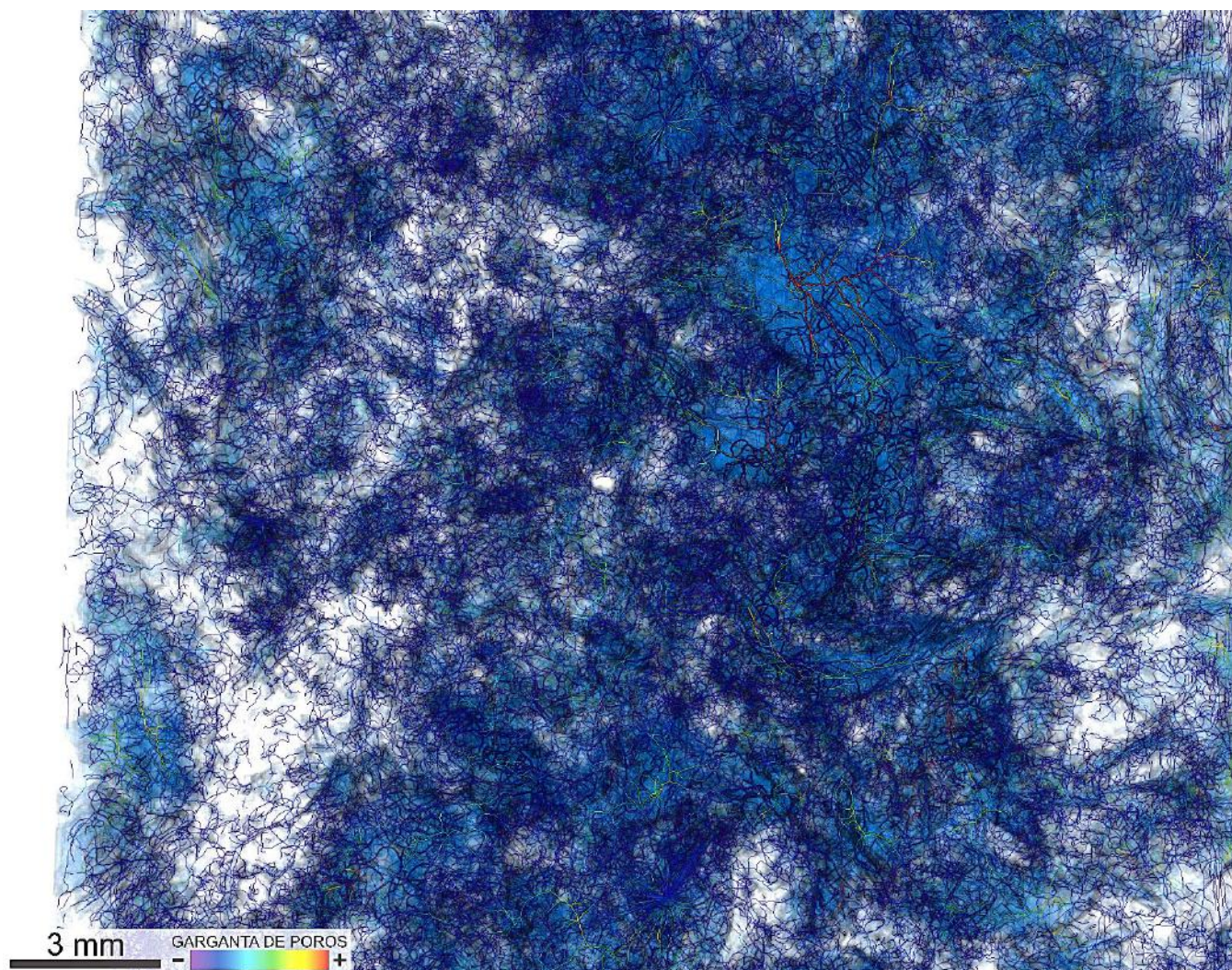


Figura 60. Fase porosa (em azul com transparência) e gargantas de poros na profundidade de 93,00 metros. Nota-se o estabelecimento de complexos porosos interligados.

A configuração do arcabouço poroso resulta em um grande número de poros identificados (96052 poros) e altos valores dos números de coordenação. Em virtude dos complexos de poros conectados através de gargantas com grande largura, ocorrem poros com grandes números de coordenação (Figura 61).

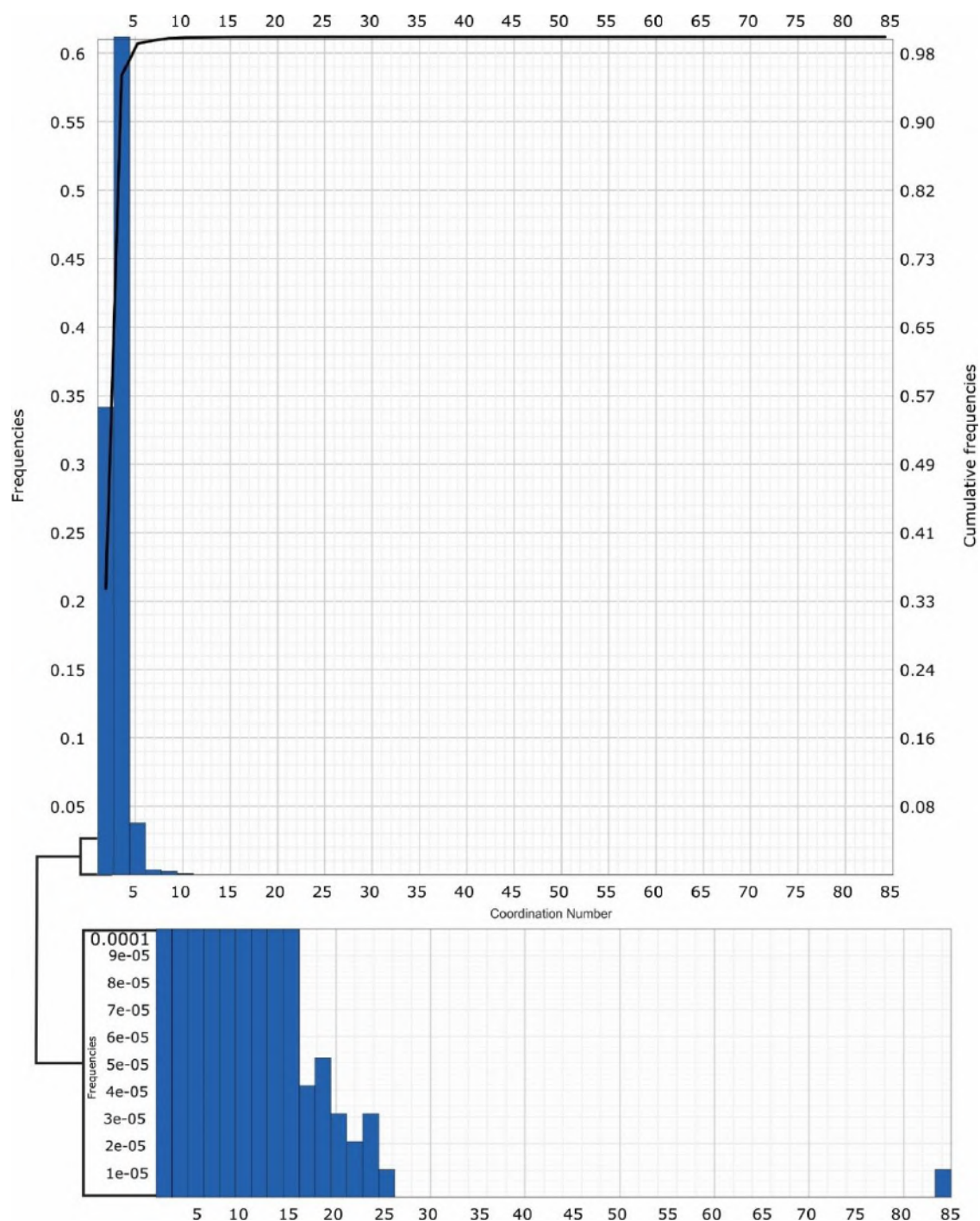


Figura 61. Histograma dos números de coordenação da amostra na profundidade de 93,00 metros. O quadro inferior refere-se ao zoom das baixas frequências de ocorrência.

Como ressaltado anteriormente, as fácies tomográficas **Arenito e Arenito com Conchas dispersas** possuem sistema poroso composto majoritariamente por porosidade interpartícula. Esses poros, e suas respectivas gargantas, nem sempre são passíveis de serem identificados em função de seu tamanho reduzido - quando comparados aos poros vulgares - ocasionando diretamente em uma menor porosidade e menor conectividade de poros. Isso reflete-se nos números de coordenação dos poros - representado no histograma da figura 62 – onde há uma predominância massiva de valores iguais a 1,0, e poucos valores superiores a estes, possivelmente referentes a porosidade vulgar dispersa (Figura 63).

Portanto para essas fácies tomográfica, apesar do elevado número de poros definidos (73632 poros), foi encontrada uma baixa conexão destes em virtude de suas estreitas gargantas.

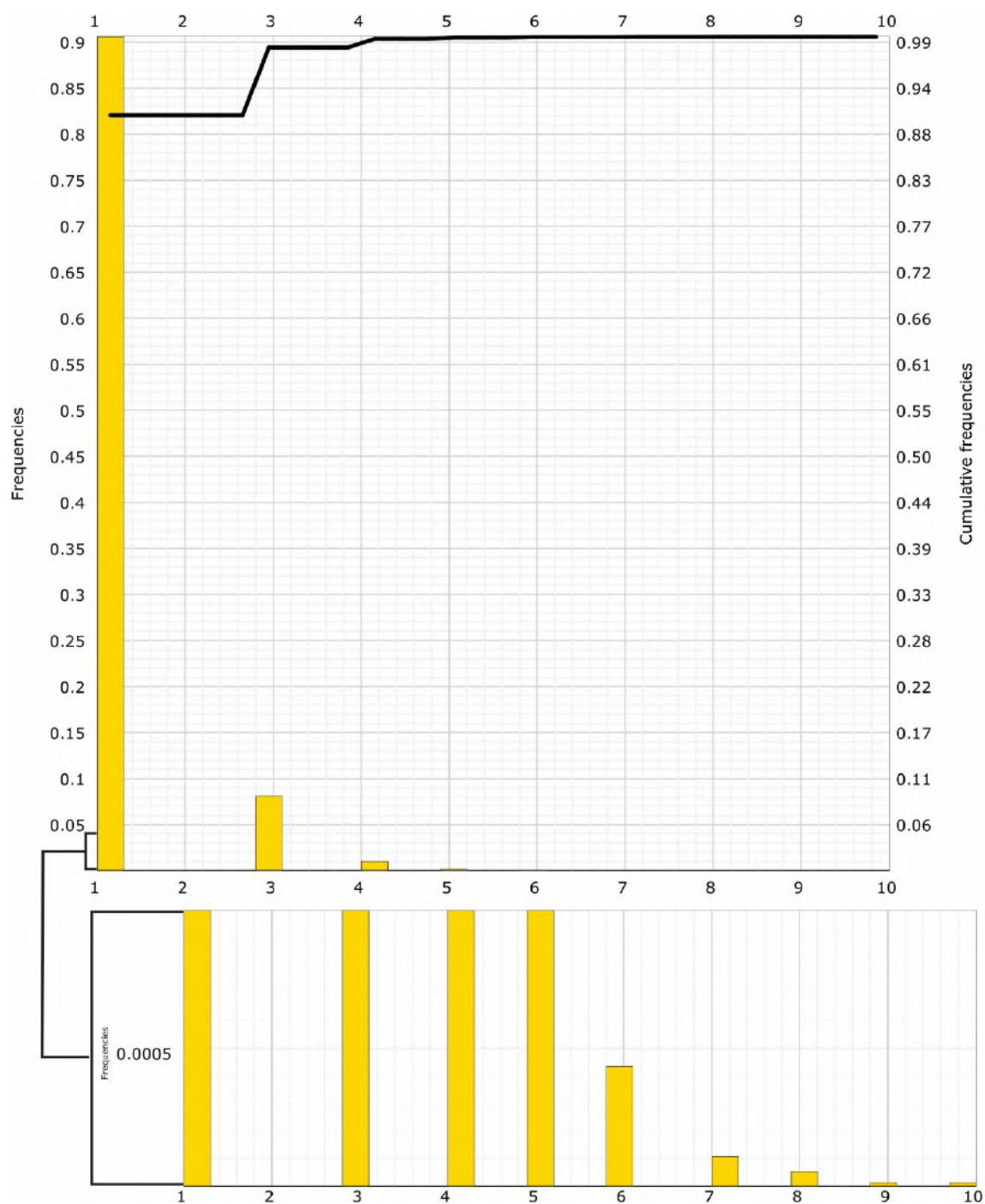


Figura 62. Histograma dos números de coordenação da amostra 94,40 metros. Nota-se a baixa conectividade através da população de dados iguais a 1,0. O quadro inferior refere-se ao zoom das baixas frequências de ocorrência.

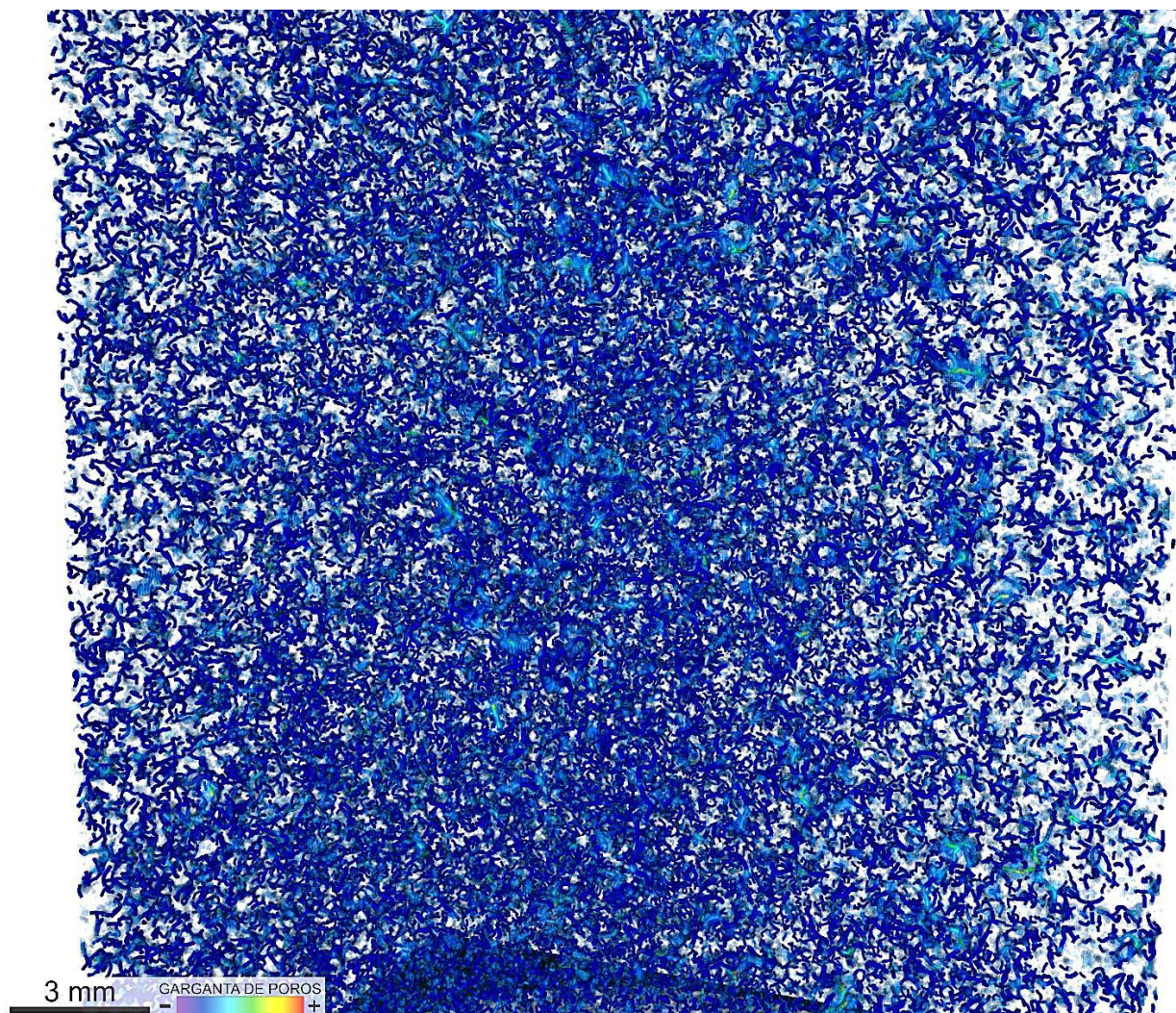


Figura 63. Fase porosa (em azul com transparência) e gargantas de poros na profundidade de 94,40 metros. Nota-se o a grande densidade de poros com uniformidade da garganta de poros, ambas com menor diâmetro quando comparado aos poros vulgares presentes.

Na fácies tomográfica **Coquina Impura** obteve-se diferentes resultados devido a diferença de resolução entre os produtos microtomográficos (q.v. **item 3.4**). Na imagem de menor resolução, tornou-se dificultosa a identificação de porosidade interpartícula presente na matriz sedimentar quartzosa, e ainda, por vezes, o reconhecimento de porosidade vugular (Figura 64a). A microtomografia de maior resolução, proporcionou uma resolução adequada para a caracterização do sistema poroso dessas rochas, tendo como resultado a identificação de um arranjo poroso composto por porosidade vugular e interpartícula (Figura 64b).

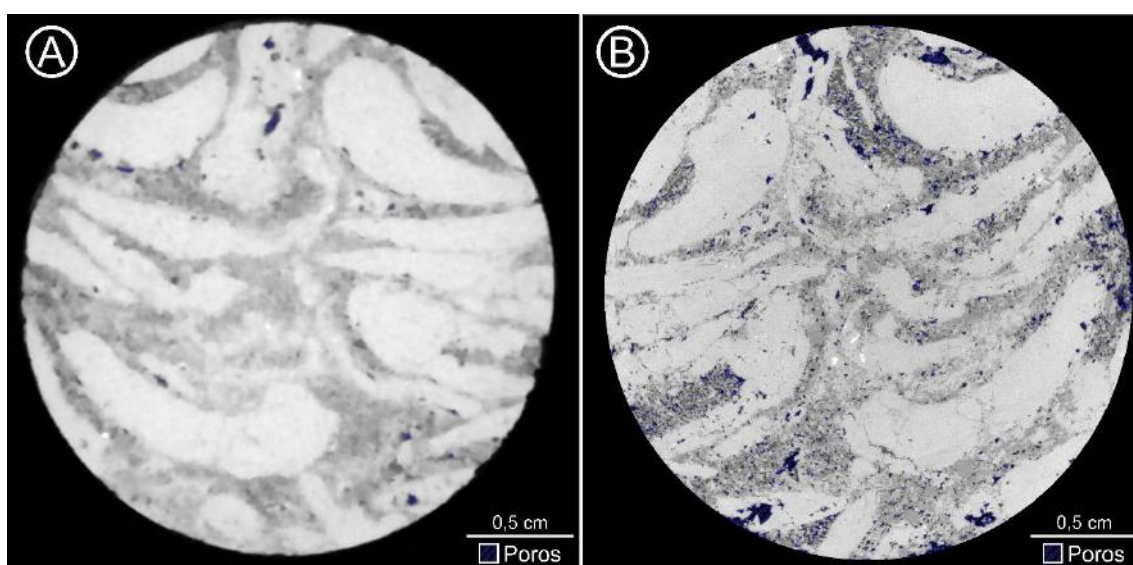


Figura 64. Microtomografia com resoluções diferentes na fácies tomográfica **Coqi**. **A.** Imagem com resolução de 21 μm , onde a identificação de poros é realizada com certa dificuldade. **B.** Imagem tomográfica com resolução 14 μm na qual torna-se possível a identificação de feições com tamanho reduzido, inclusive poros interparticulares.

Na microtomografia com baixa definição foram observados porosidade vugular e interpartícula (Figura 58a), sendo essa última com baixa verossimilhança em função da problemática envolvendo a qualidade dos dados. Esse inconveniente técnico acarreta em uma redução de poros quantificados (2700 poros), implicando em um baixo número de coordenação – indicando, erroneamente ou não, uma baixa conexão de poros (Figura 65).

A interpretação dos dados provenientes dessa microtomografia foi realizada nesse trabalho para efeitos de comparação e concordância com os dados das outras microtomografias com mesma resolução (21 μm).

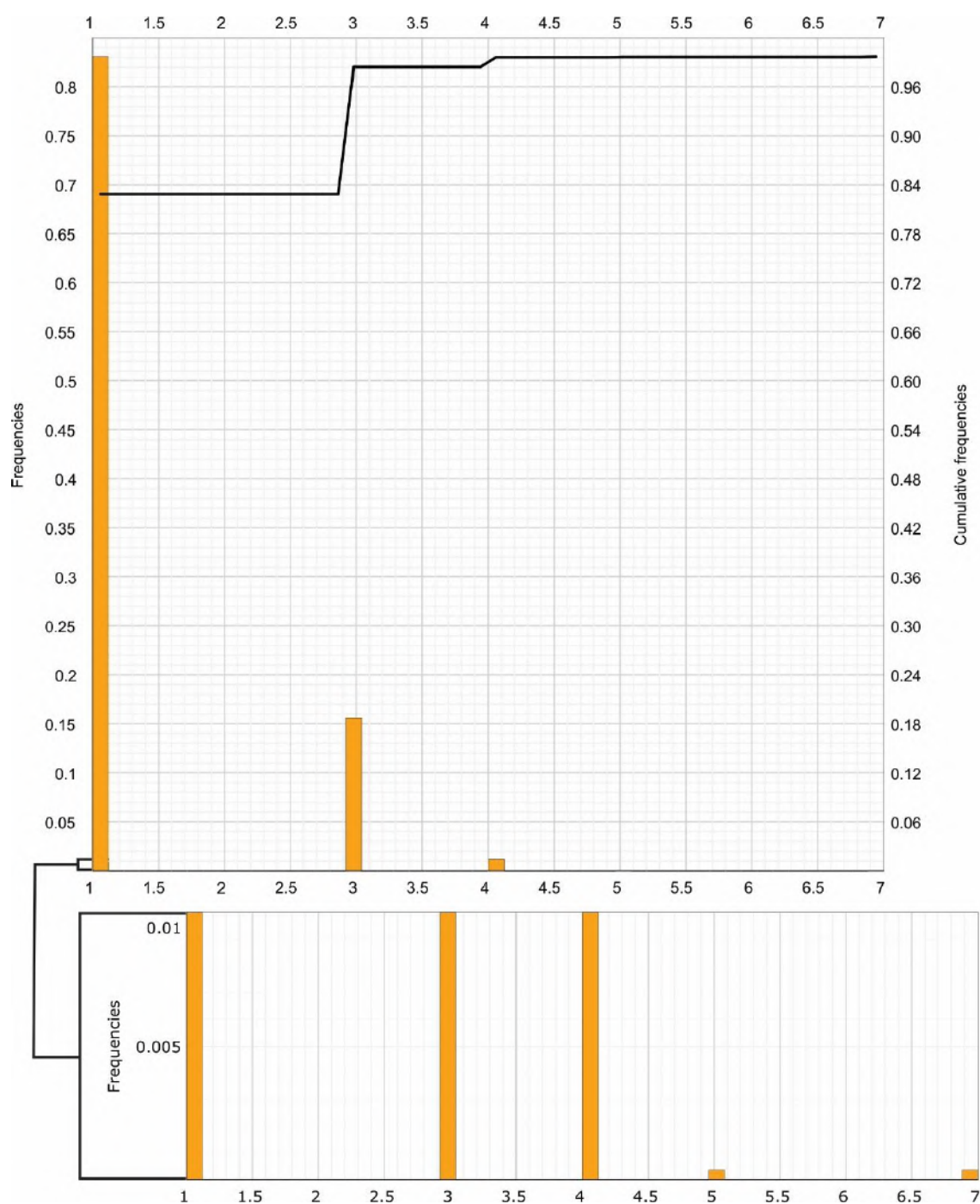


Figura 65. Número de coordenação da amostra 87,35 metros com baixa definição. Os valores indicam um baixo reconhecimento de poros e conexões. O quadro inferior refere-se ao zoom das baixas frequências de ocorrência,

Os dados microtomográficos com maior definição ajudam a compreender melhor o sistema poroso dessa amostra, tornando possível a identificação de porosidade interpartícula e vugular com maior clareza (Figura 66), através de uma expressiva quantidade de poros - 445.128 poros, ou seja, mais de 160

vezes o número identificado na amostra com menor definição. Em virtude da maior resolução do dado, são atribuídos maiores números de coordenação aos poros, inclusive quando comparado a amostras com sistema poroso robusto e conectado, indicando uma conexão altíssima entre os poros. Uma abordagem mais apropriada baseia-se na análise na distribuição dos dados, como pode ser observado no histograma presente na figura 66. Foi observada alta população de poros com número de coordenação entre 1 e 3 (79,43%), indicando, apesar dos altos números observados (por vezes valores superiores a 300), uma baixa conexão entre os poros presentes nessa amostra.

Ainda acerca da conectividade do sistema poroso dessa rocha, sob uma perspectiva qualitativa, observa-se que as gargantas pelas quais se dão as conexões dos poros apresentam-se dimensões quase uniformes (Figura 67), indicando uma grande influência da porosidade interpartícula no arcabouço poroso desta fácies.

Através da microtomografia é possível ainda observar a influência negativa na porosidade dessa fácies exercida pelos bioclastos que, comumente não apresentam dissolução de seus minerais (Figura 68).

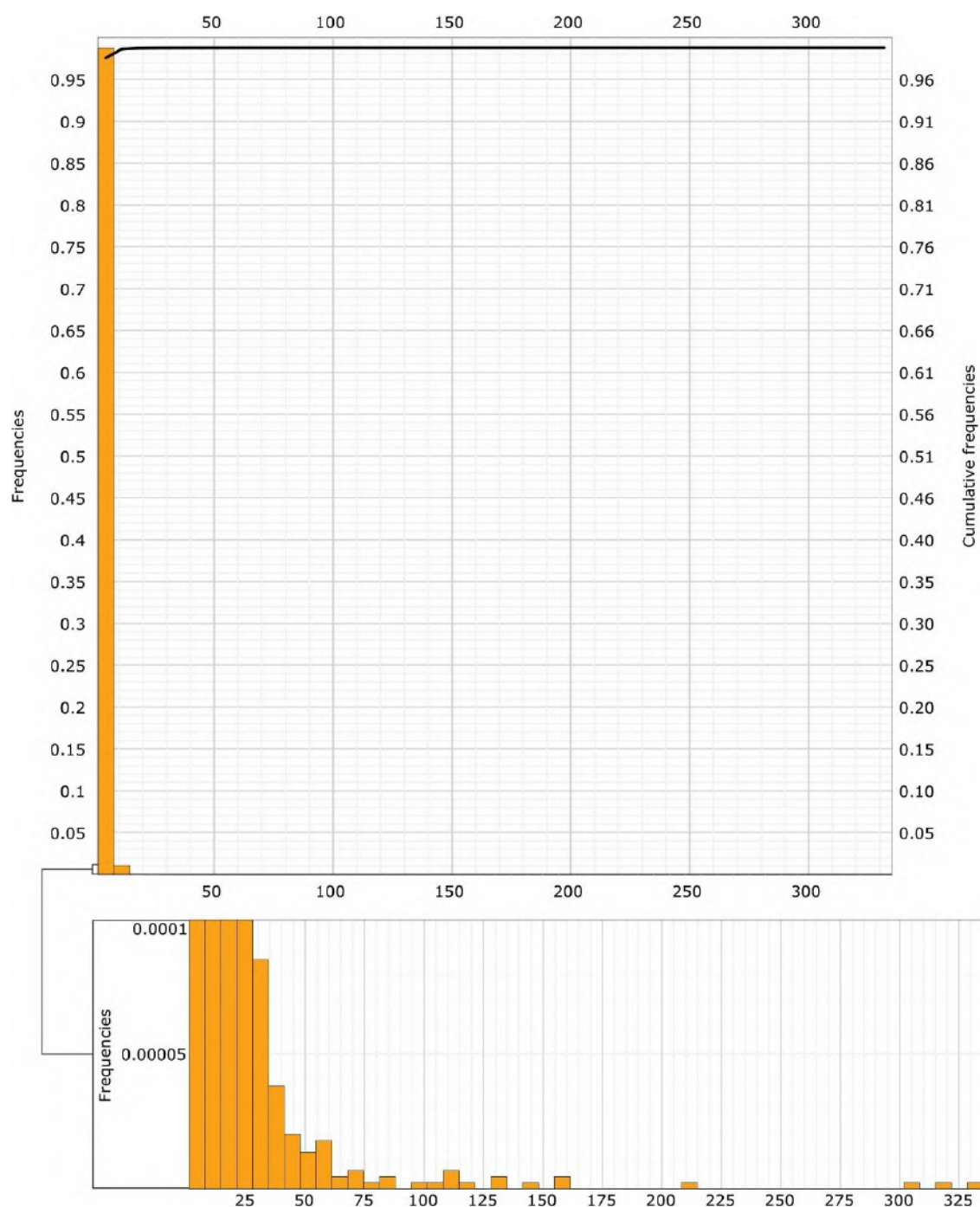


Figura 66. Números de coordenação da amostra na profundidade de 87,35 metros com resolução de 14 μ m. Grandes números de coordenação são atribuídos em função do potencial de observação de poros que essa resolução permite. Entretanto, a distribuição dos valores concentra-se em baixos valores, indicando, ainda assim, uma baixa conectividade de poros. O quadro inferior refere-se ao zoom das baixas frequências de ocorrência.

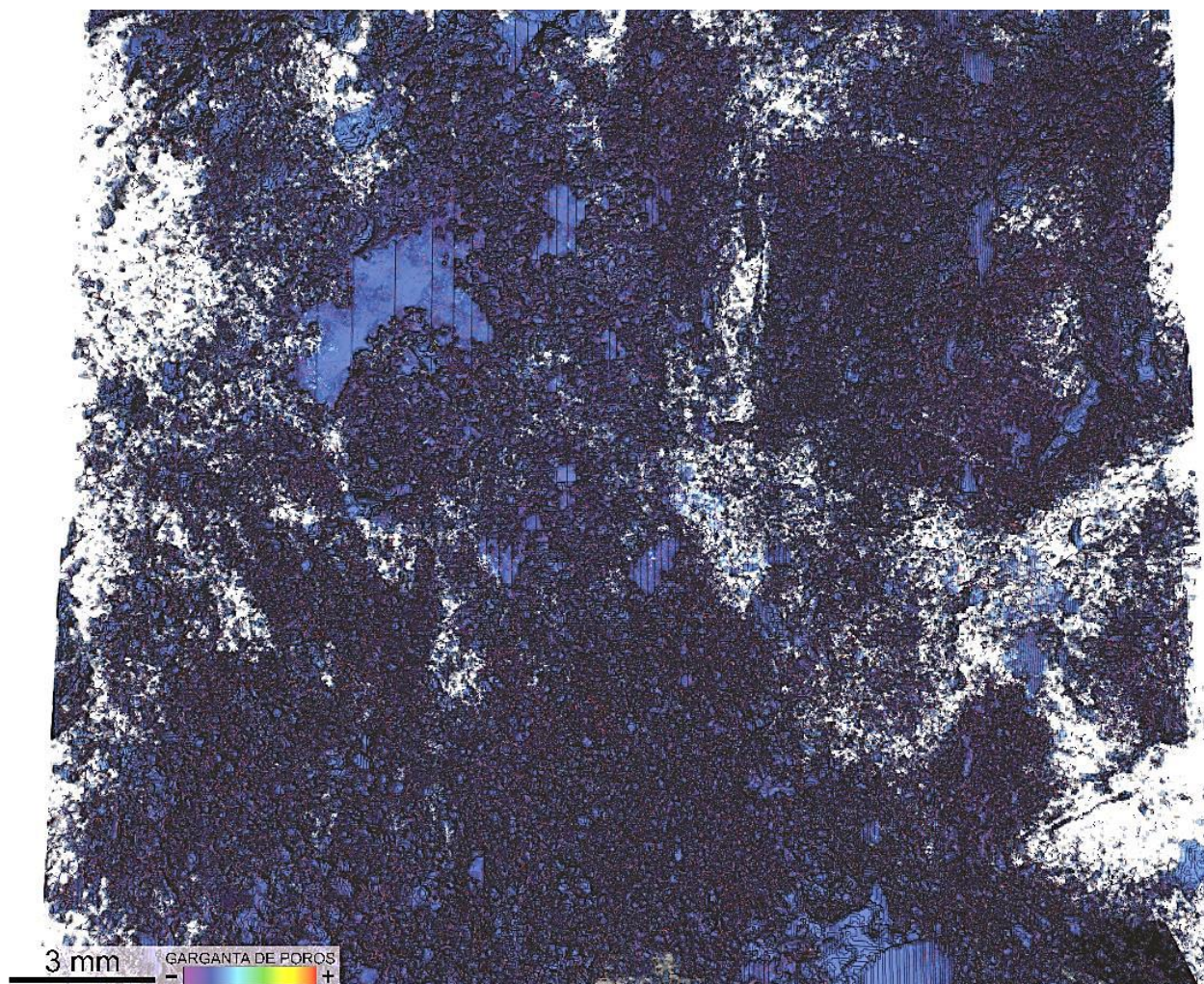


Figura 67. Arranjo poroso (em azul com transparência) e garganta de poros da amostra de *plug* na profundidade de 87,35 metros. Observa-se a variação no tamanho dos poros e as cores atribuídas as gargantas de poros em função de sua largura (em geral vermelhas demonstrando uma moderada uniformidade).

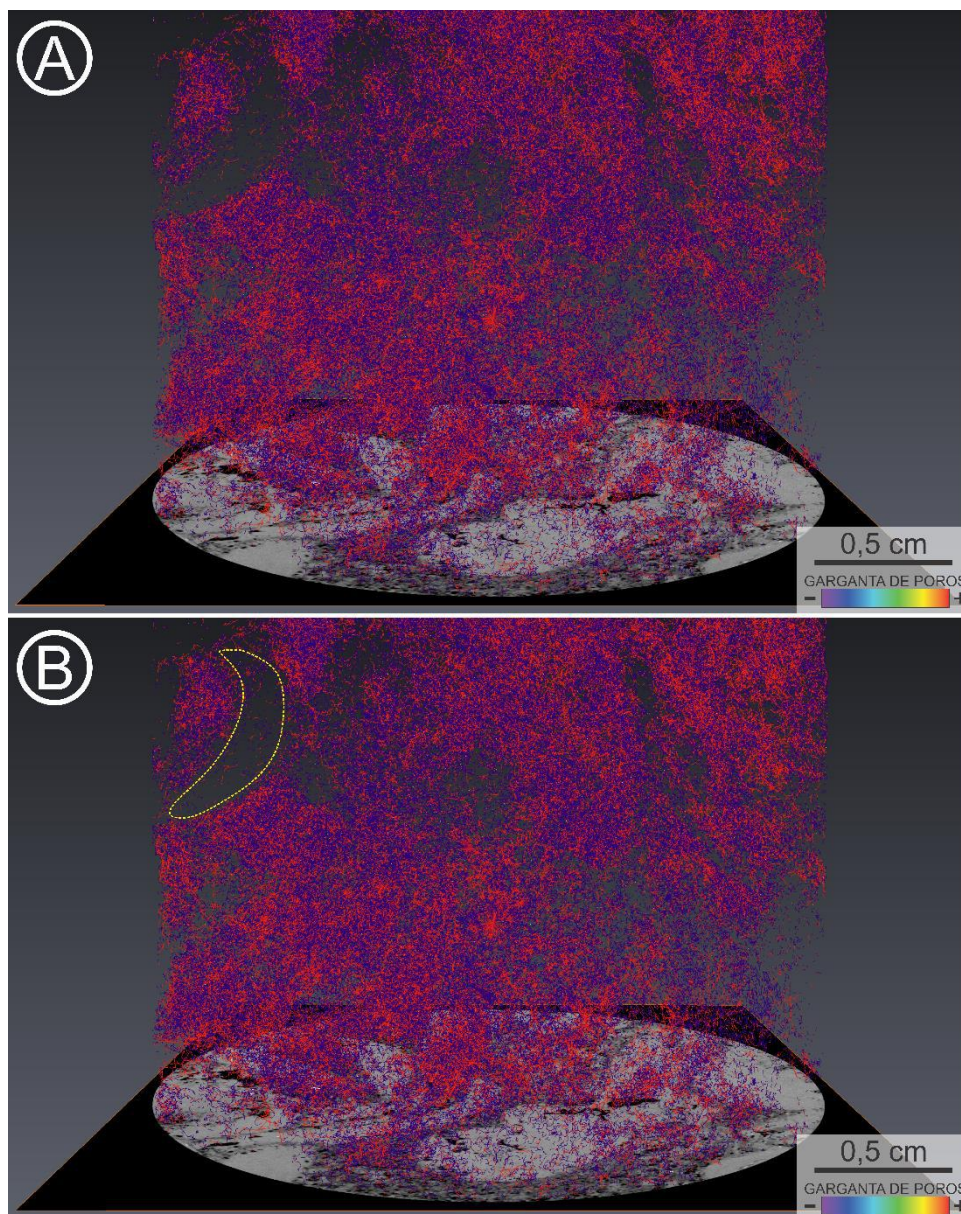


Figura 68. Bioclastos que não sofreram com processos de dissolução afetam negativamente a porosidade das amostras dessa fácies. **A.** Figura não interpretada. **B.** Observa-se ausência de porosidade em formato de valva.

Na fácies tomográfica **Coquina Compacta** e **Calcário Cristalino** foi observada uma predominância de poros de poros vulgares, estes atribuídos à dissolução de material carbonático que compõem essas rochas em quase sua totalidade ou hegemonicamente (Figura 69).

À essas rochas são atribuídos baixos números de coordenação dos poros (Figura 70), refletindo uma baixa conectividade destes. A figura 71 demonstra a baixa conectividade entre os poros dessas fácies.

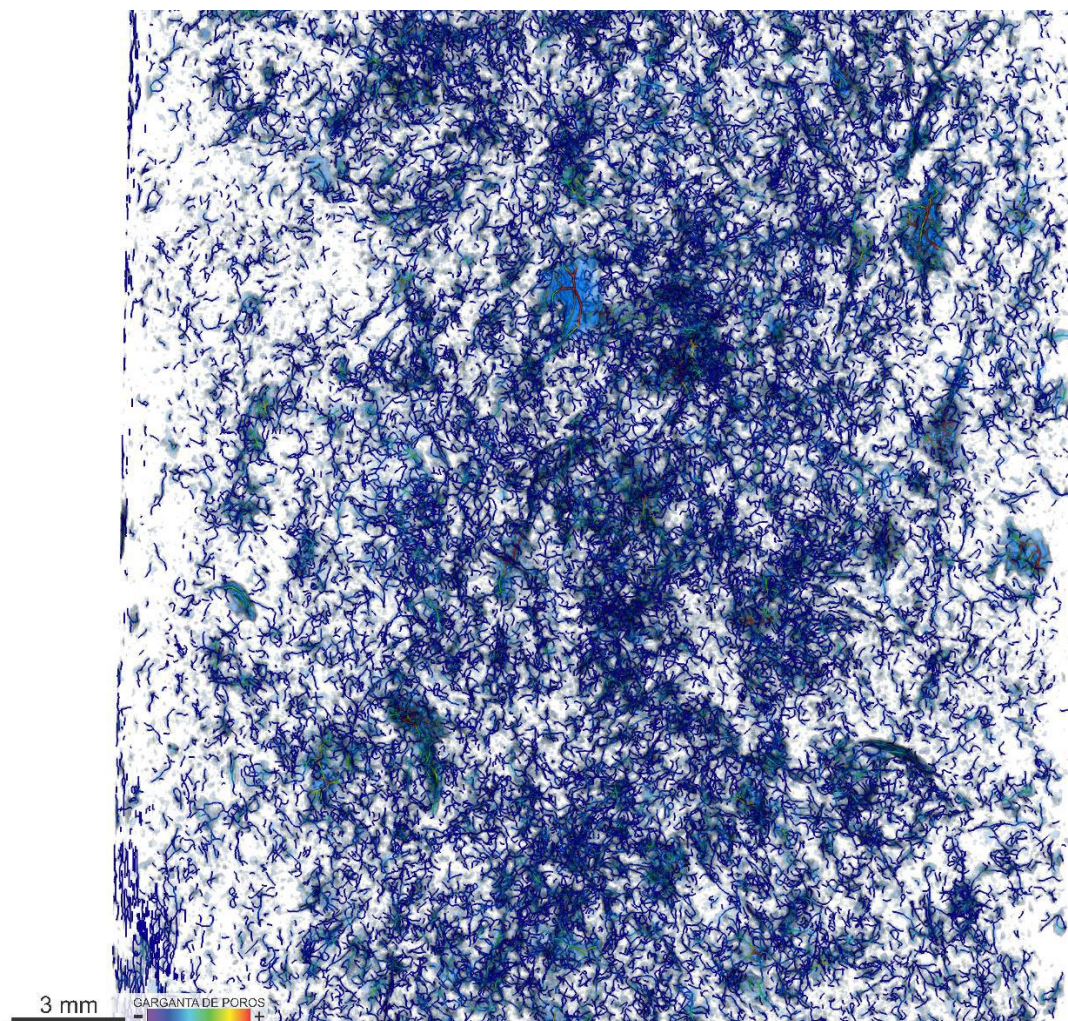


Figura 69. Sistema poroso (em azul com transparência) e garganta de poros da amostra de *plug* na profundidade de 140,80 metros. Por se tratar de um volume tridimensional, observa-se uma maior densidade de poros ao centro da figura. Entretanto, nas bordas é possível observar a ocorrência de poros vulgares isolados ou com baixa conectividade.

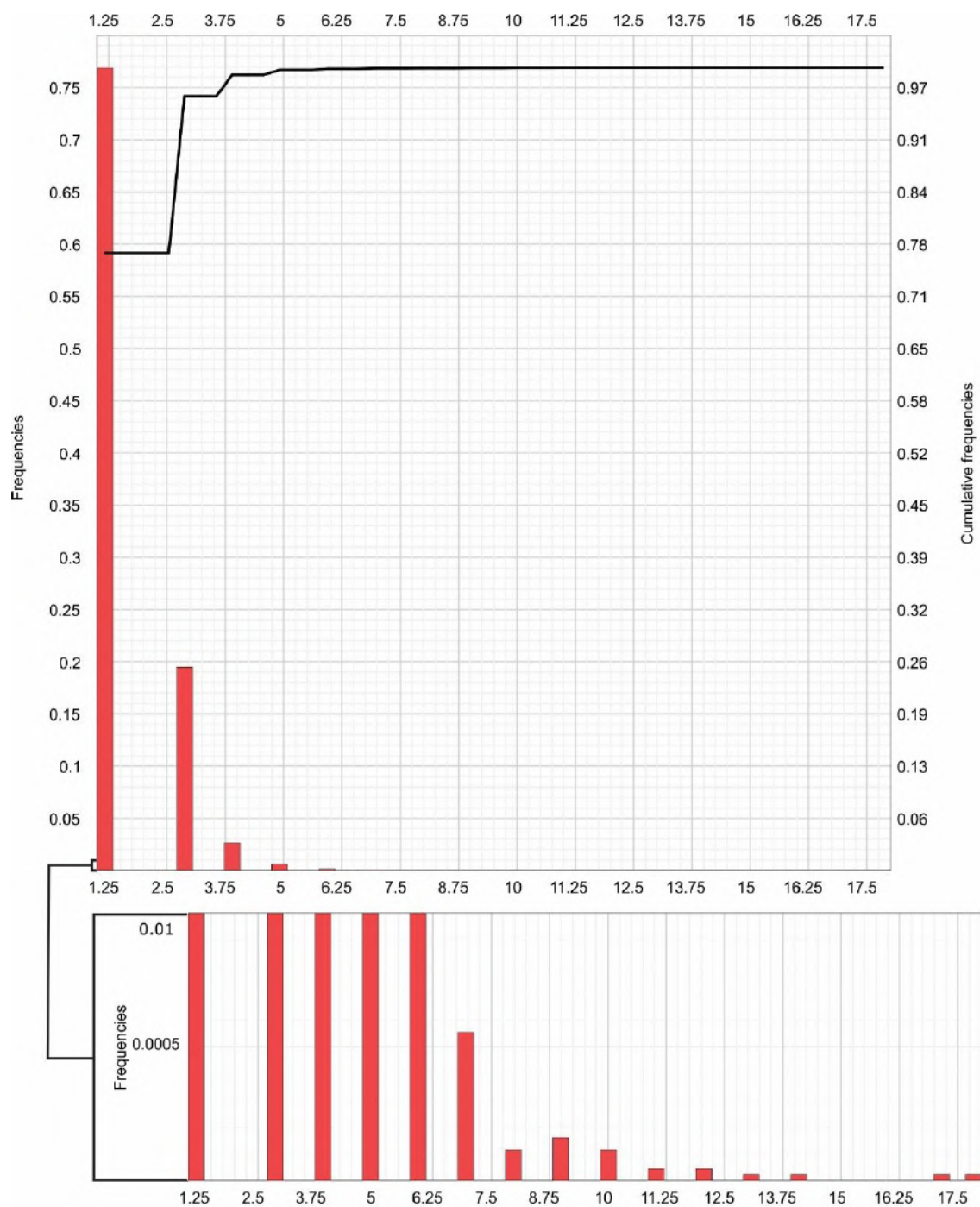


Figura 70. Números de coordenação da amostra 140,80 metros. O quadro inferior refere-se ao zoom das baixas frequências de ocorrência,

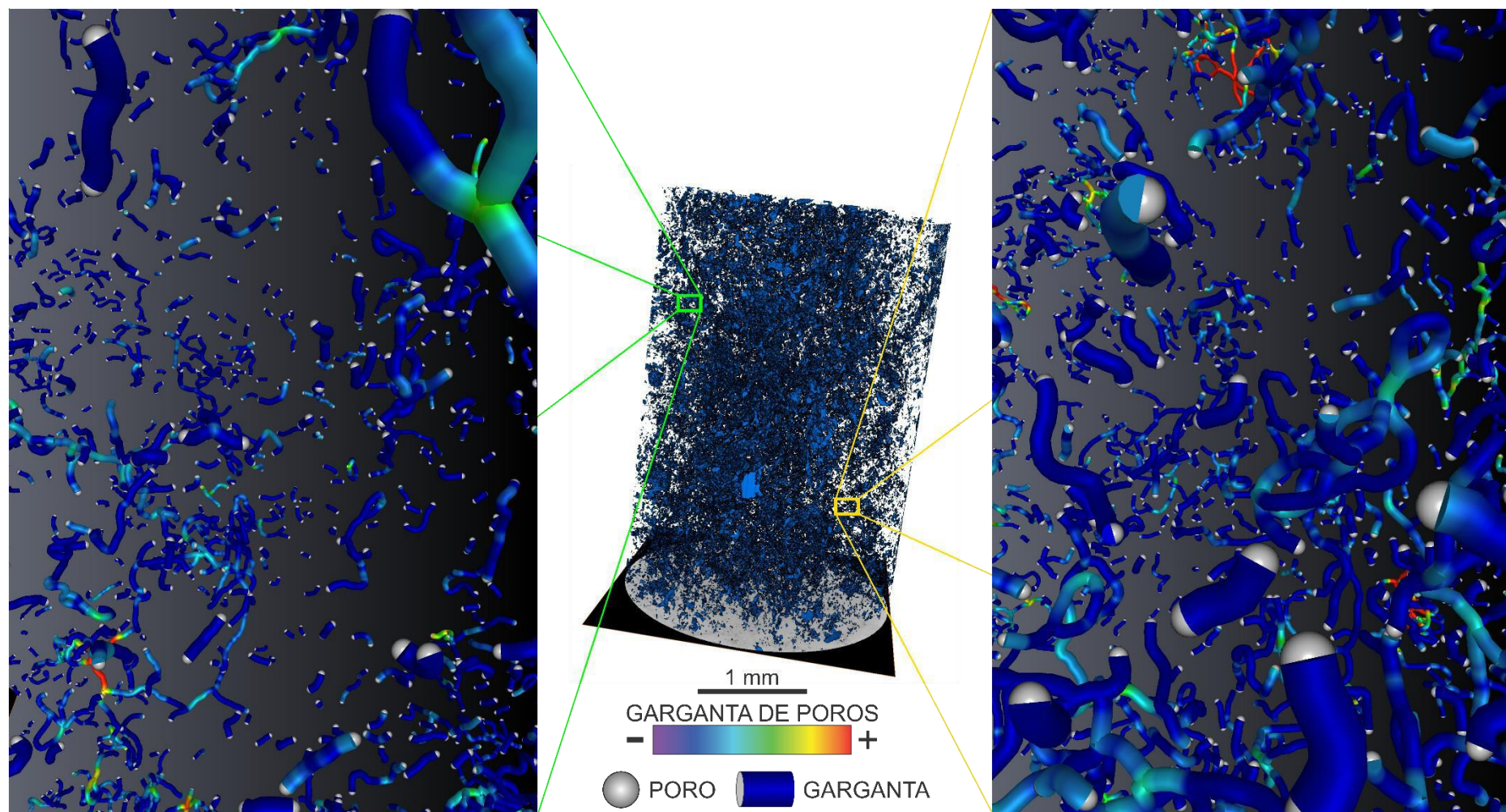


Figura 71. Visualização do sistema poroso da amostra na profundidade 140,80 metros na ferramenta *Auto Skeleton*. Observa-se que, apesar da relativa alta quantidade de poros determinados, há uma baixa conexão entre estes com raras exceções de pequenos complexos de poros vulgares marcados conferidos por cores mais próximas de amarelo e vermelho.

Cabe ressaltar a relevância do limite de resolução nos resultados da análise por microtomografia de Raios-X. Devido a este, é imposta uma limitação restritiva a observação, resultando na dificuldade da avaliação de feições de tamanhos reduzidos - como é o caso, muitas vezes, de poros interpartícula e, especialmente, de suas conexões.

Com base nos dados provenientes da análise do arcabouço poroso através da microtomografia de Raios-X, pode-se refinar a diferenciação proposta anteriormente com base nas fácies tomográficas, análise petrográfica e nos dados de petrofísica básica (Figura 72). Com base em dados geológicos e, agora, petrofísicos, pode-se dividir as duas populações em 4 grupos com características sumarizadas na tabela 11.

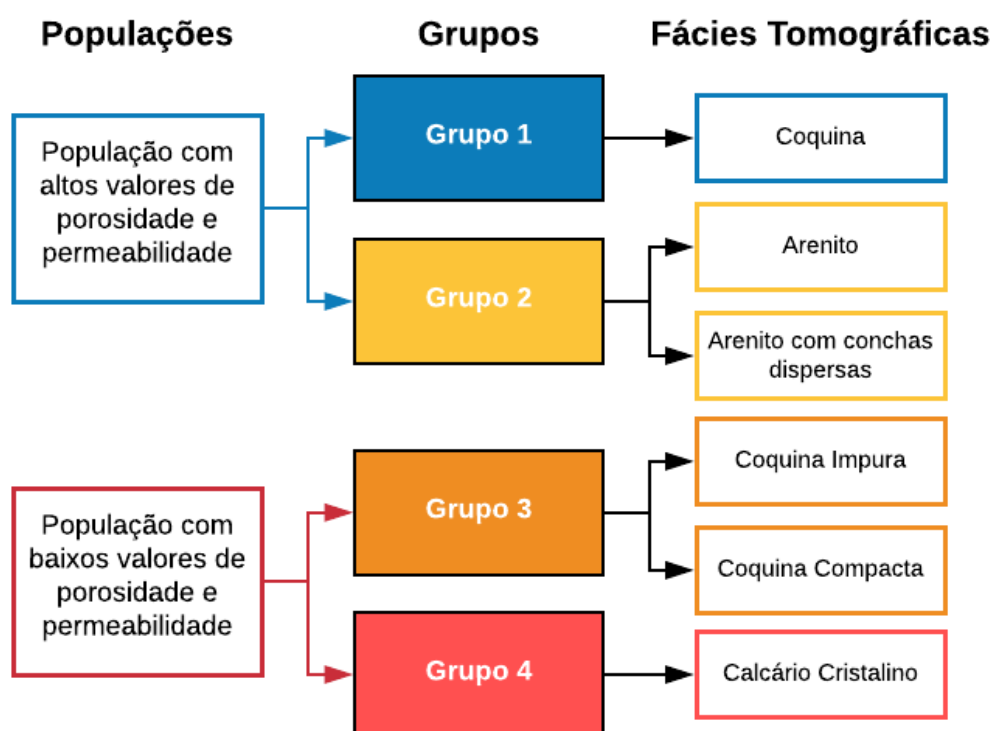


Figura 72. Foram propostos 4 grupos com base nas 2 populações iniciais de dados de petrofísica básica.

Tabela 11. Através da análise qualitativa do arcabouço poroso de amostras de *plugs*, foram identificados 4 grupos dotados de sistemas porosos distintos.

Grupo	Arcabouço poroso	Conectividade	Garganta de poros
1	Maioria de poros vugulares	Alta	Largas
2	Porosidade interpartícula. Incipiente ocorrência de poros vugulares dispersos	Baixa/moderada	Estreitas
3	Porosidade intragranular associada a poros móldicos/vugulares	Baixa	Estreitas
4	Poros móldicos/vugulares	Baixa	Estreitas

Com uma análise melhor embasada acerca do arcabouço poroso dessas rochas, sob uma ótica mais apropriada, e através de uma integração de dados geológicos e petrofísicos, pode-se estabelecer uma melhor previsibilidade da variação dos parâmetros petrofísicos de forma a alcançar uma caracterização de reservatório através de **rocktypes**.

5.5 **Rocktypes**

Com a integração de aspectos texturais provenientes da determinação de fácies tomográficas e da análise petrográfica; à dados petrofísicos valendo-se dos valores dos ensaios de petrofísica básica e caracterização dos sistemas porosos das rochas por meio de microtomografia de Raios-X; foram propostos 5 **rocktypes** de maneira a predizer cenários exploratórios possíveis, levando em consideração não somente seus valores de porosidade e permeabilidade, mas também questões convenientes a questões exploratórias e de recuperação de óleo e gás.

A partir dos 4 grupos já estabelecidos (q.v. **item 5.4**), foi realizada uma conversão em **rocktypes** preservando a mesma numeração com adição de um quinto grupo de rochas (Figura 73). Sendo este adicional referente aos argilitos que ocorrem intercalados as coquinas e arenitos da Formação Morro do Chaves

(q.v. item 4.1). Por compor relevante porção nessa unidade e no testemunho objeto de estudo desse trabalho (7,65%), essas rochas não devem ser negligenciadas em um estudo que vise a avaliação de heterogeneidades dessa unidade litoestratigráfica.

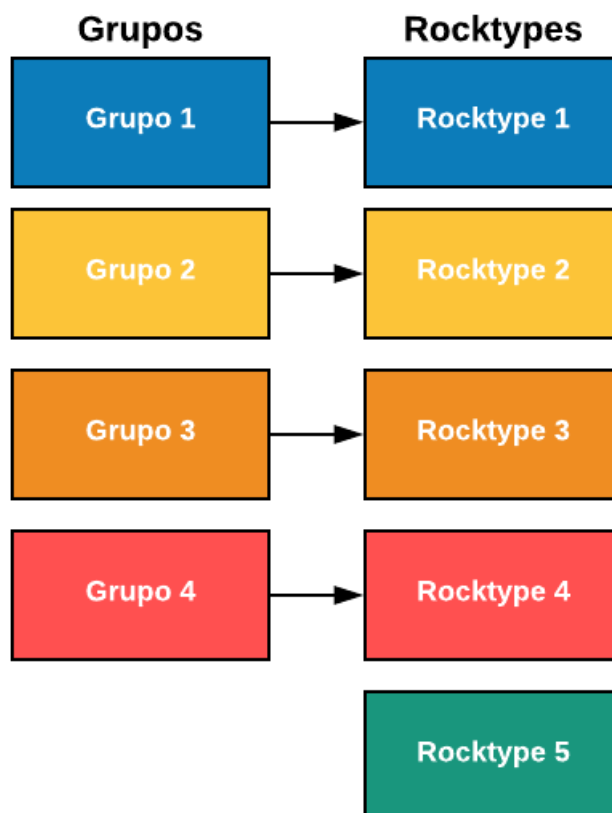


Figura 73. A numeração dos grupos anteriormente definidos foi mantida no estabelecimento dos *rocktypes*. Nos *rocktypes* foi determinado um conjunto de rochas referentes aos argilitos.

Aplicando-se os dados aos *plugs* (cabe reforçar a ausência de dados do *rocktype* 5), pode-se observar um agrupamento nos valores de porosidade e permeabilidade provenientes das análises de petrofísica básica, onde estão concentrados na parte superior os *rocktypes* 1 e 2 – com melhores condições de armazenamento e produção de hidrocarbonetos; e na parte inferior os *rocktypes* 3 e 4 – com um cenário preliminar menos favorável (Figura 74).

Nota-se ainda, como é de se esperar, uma relação diretamente proporcional entre os valores de porosidade e permeabilidade, de maneira que

os maiores valores de porosidade acompanham maiores valores de permeabilidade e vice-versa.

Como resultado dessa etapa, é possível delimitar limites inferiores e superiores dos valores de porosidade e permeabilidade resultantes das rotinas de petrofísica básica. Tendo o *rocktype* 1 maiores valores de permeabilidade, o *rocktype* 2 os maiores valores de porosidade (acompanhado de perto pelo *rocktype* 1), e os *rocktypes* 3 e 4 com parâmetros petrofísicos bem semelhantes (Tabela 12).

Tabela 12. Valores mínimos e máximos de porosidade e permeabilidade da petrofísica básica para cada *rocktype*.

<i>Rocktype</i>	Porosidade (%)		Permeabilidade (mD)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
1	12,14	24,72	48,68	636,64
2	16,34	24,87	22,93	243,58
3	8,72	12,17	0,159	4,65
4	4,01	11,06	0,03	5,16

Uma melhor compreensão dos aspectos geológicos e petrofísicos de cada *rocktype* e as motivações para separação destes, serão melhor explicados a seguir.

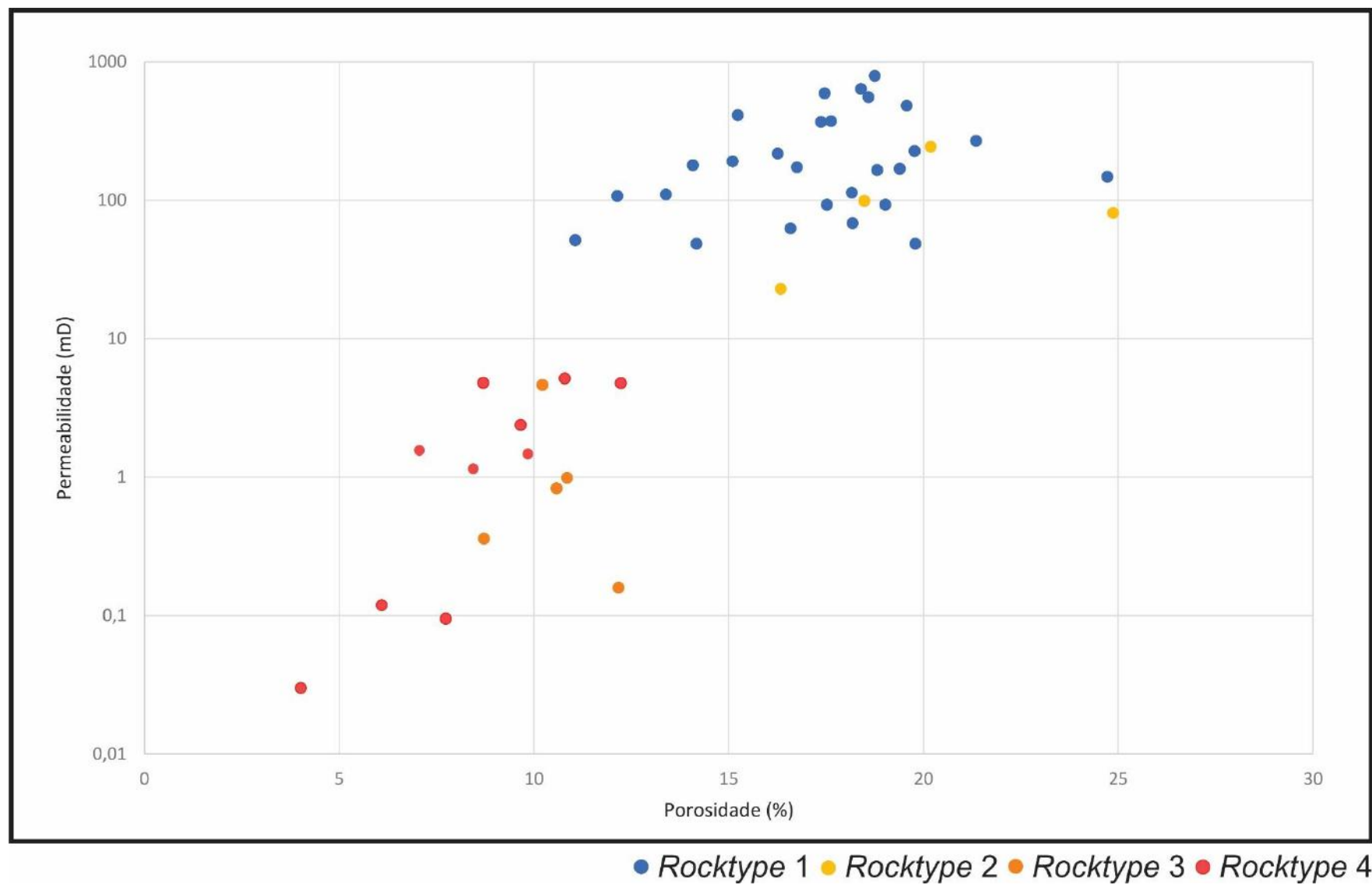


Figura 74. Gráfico com valores de porosidade e permeabilidade através de ensaios de petrofísica básica nos *plugs*.

5.5.1 *Rocktype 1*

Este *rocktype* é representado litologicamente por rochas carbonáticas com menos de 25% de conteúdo siliciclástico e acentuada presença de bioclastos (Figura 75). Em geral são rochas que não sofreram acentuados processos de cimentação e/ou compactação, e, foram submetidas a expressivos eventos de dissolução de minerais (Figura 76a).

Sendo assim, possuem um arcabouço poroso constituído majoritariamente por espaço poroso vugular, com boa conexão dada por amplas gargantas de poros (Figura 76b, Figura 76c). Essa configuração de sistema poroso reflete-se em altos valores dos parâmetros petrofísicos (petrofísica básica), possuindo altos valores de porosidade e os maiores valores de permeabilidade dentre todos os *rocktypes*, indicando boas condições para armazenamento e produção de hidrocarbonetos, respectivamente.

Por sua vez, os parâmetros petrofísicos dessas rochas reflete-se no perfil de densidade aparente – com baixos valores - e porosidade - respondendo por altos valores. Sua mineralogia essencialmente carbonática tem como resposta altos valores no perfil de fator fotoelétrico (Pef), bem como no perfil de Raios Gama (Figura 77).

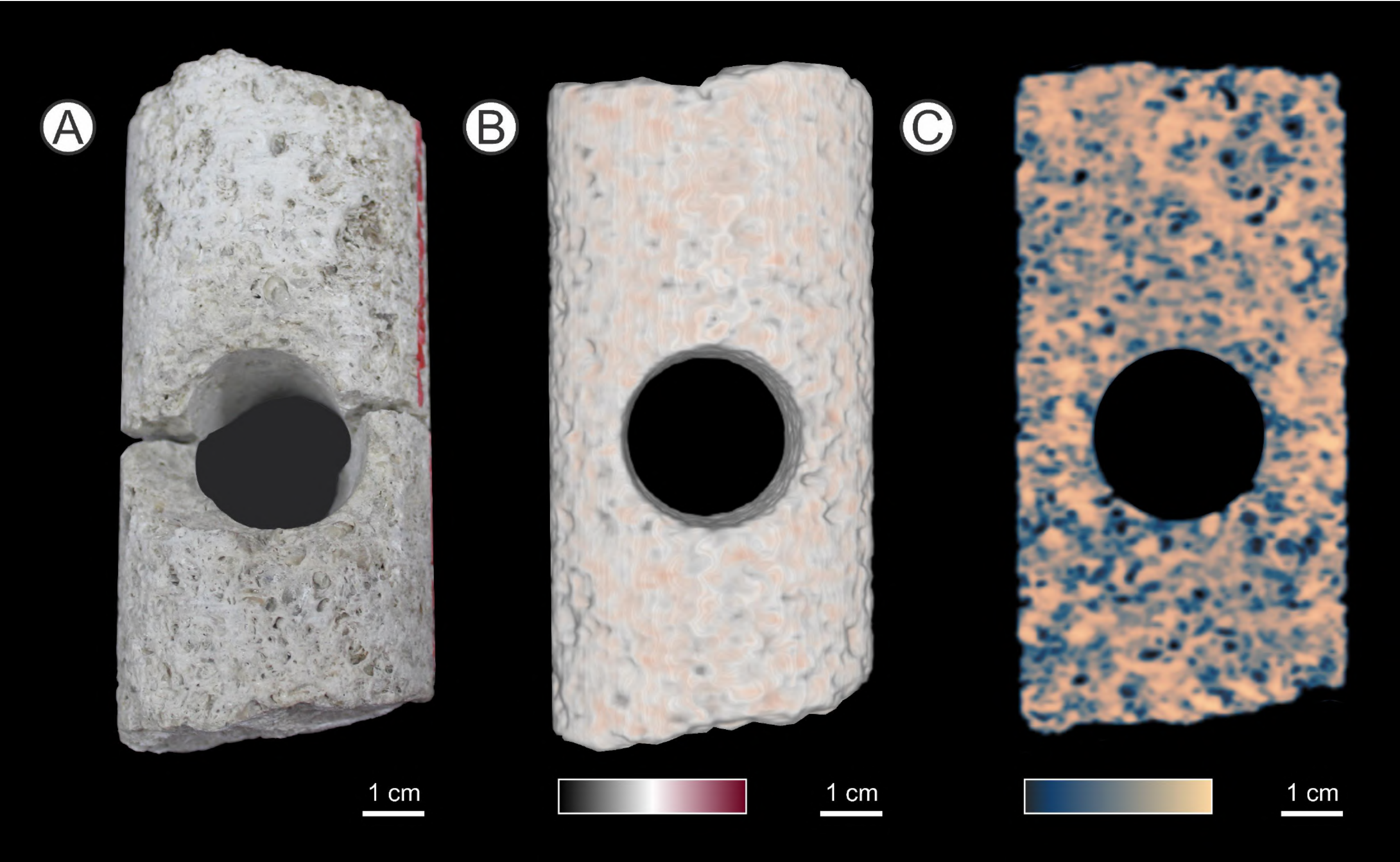


Figura 75. *Rocktype 1* sob escala macroscópica na profundidade de 93,00 metros. A. Amostra em testemunho de sondagem. B. Tomografia do testemunho com visualização tridimensional. C. *Slice* de tomografia de testemunho.

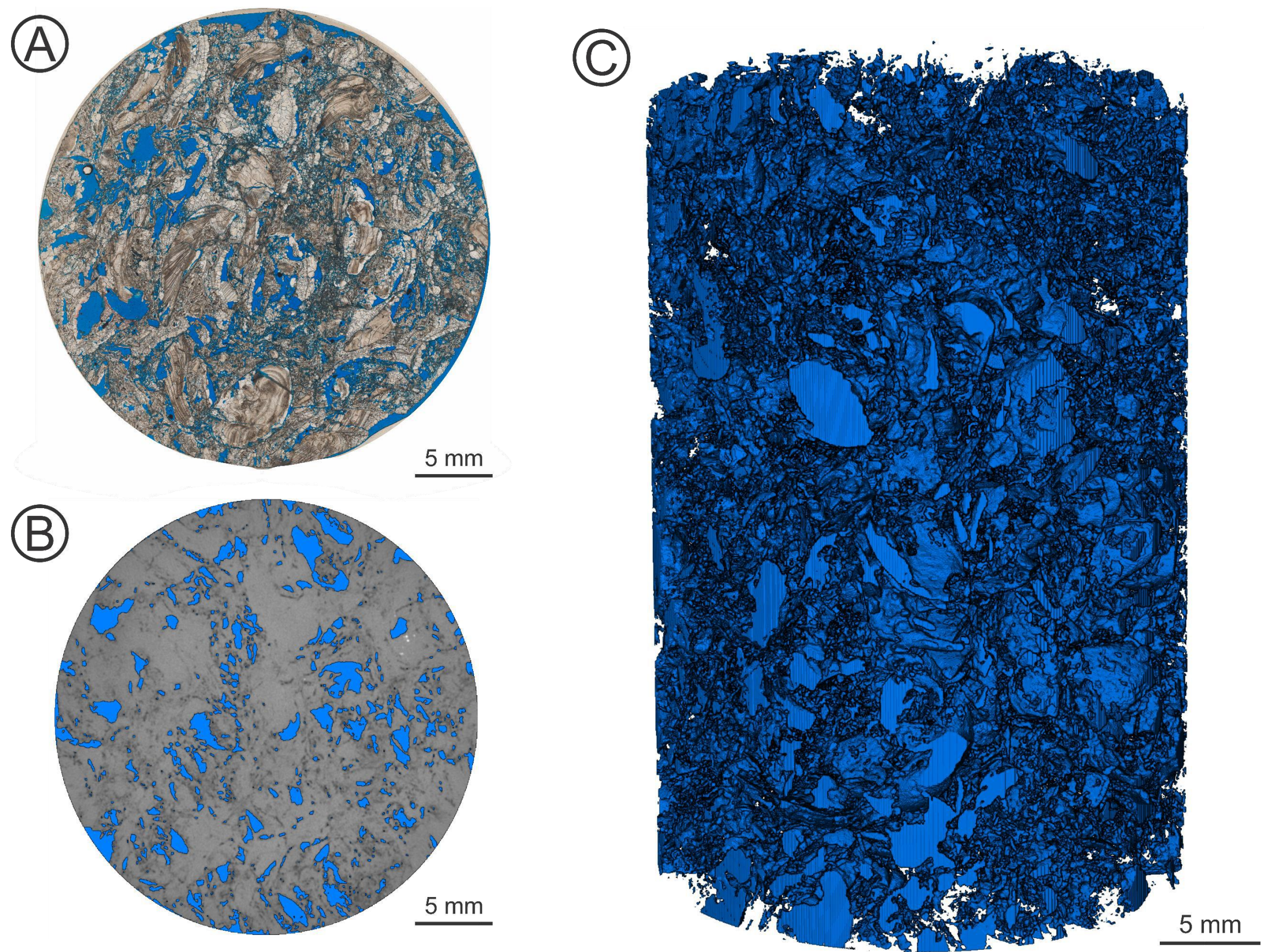


Figura 76. Lâmina delgada e dados microtomográficos do *Rocktype 1* na amostra de *plug* na profundidade de 93,00 metros. **A.** Lâmina delgada. **B.** *Slice* após segmentação em fase rochosa e porosa (em azul). **C.** Sistema poroso resultado da segmentação

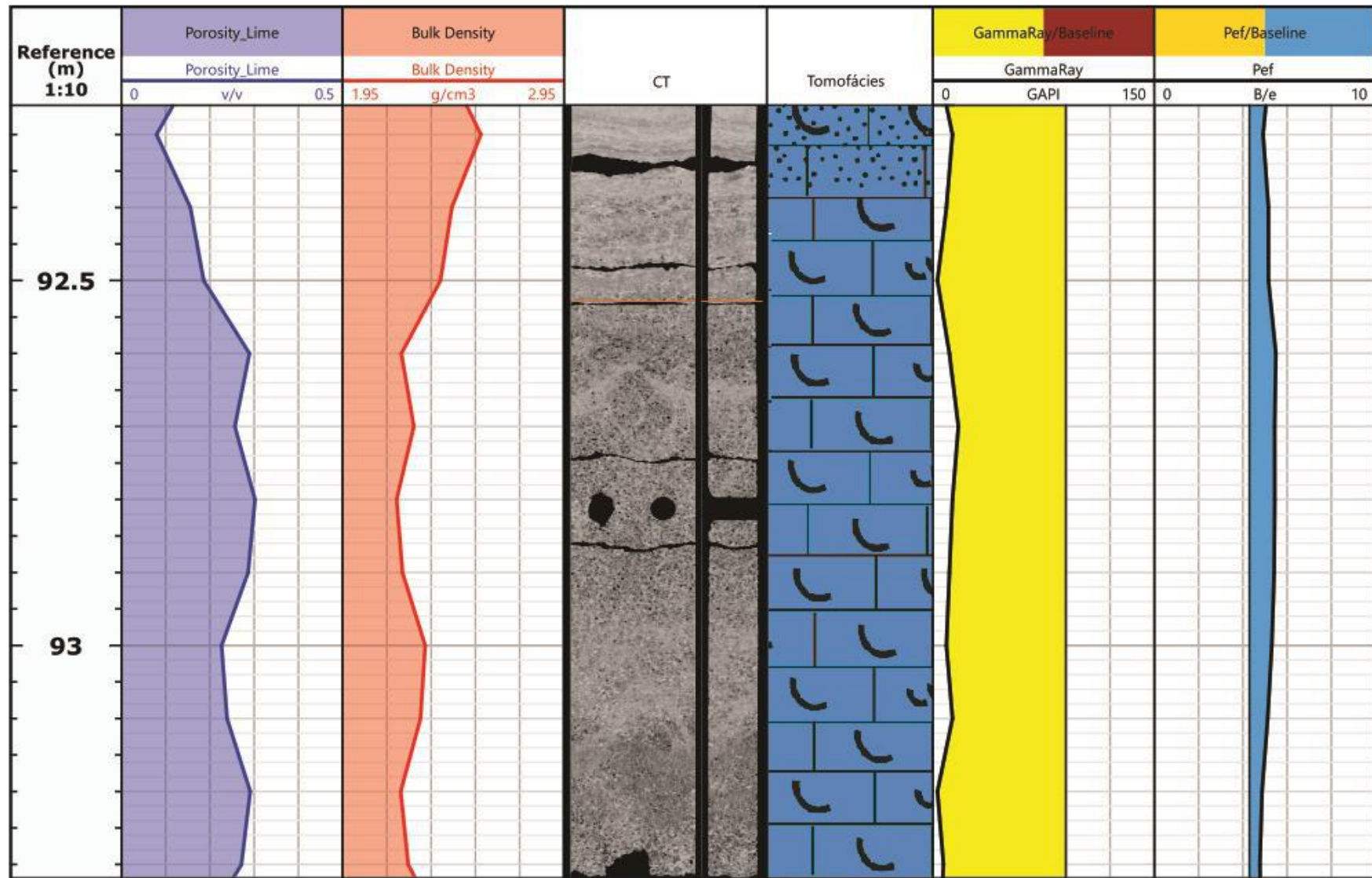


Figura 77. Respostas do *Rocktype 1* nos perfis petrofísicos na profundidade de 93,00 metros (testemunho) ou 92,80 metros (perfis).

5.5.2 *Rocktype 2*

Esse *rocktype* é caracterizado por rochas de natureza siliciclástica (Figura 78), com presença exígua de material carbonático presente: **(1)** ora como cimento precipitado entre os grãos quartzosos: obliterando porosidade interpartícula ou promovendo porosidade vugular quando dissolvidos; **(2)** ora como bioclastos: diminuindo a porosidade ao tornar a seleção de grãos mais pobre, ou promovendo o aumento desta quando dissolvidos, gerando espaço poroso vugular (Figura 79a).

Muito embora a presença de porosidade vugular seja corriqueira, a maioria da porosidade presente nesse *rocktype* consiste-se na porosidade interpartícula, gerando pequenos poros – que por muitas vezes não são passíveis de serem identificados em sua totalidade em análises microtomográficas – conectados por estreitas gargantas – o que também torna dificultosa sua identificação na MicroCT (Figura 79b, Figura 79c). Essa configuração do arcabouço poroso traz como resultado altos valores de porosidade e relativamente altos valores de permeabilidade (petrofísica básica).

Por sua vez, a mineralogia siliciclástica e ausência de material argiloso tem como consequências baixos valores no perfil de fator fotoelétrico e baixos valores no perfil de Raios Gama. A alta porosidade tem como resposta baixos valores no perfil de densidade aparente e, conseqüentemente, altos valores no perfil de porosidade (Figura 80).

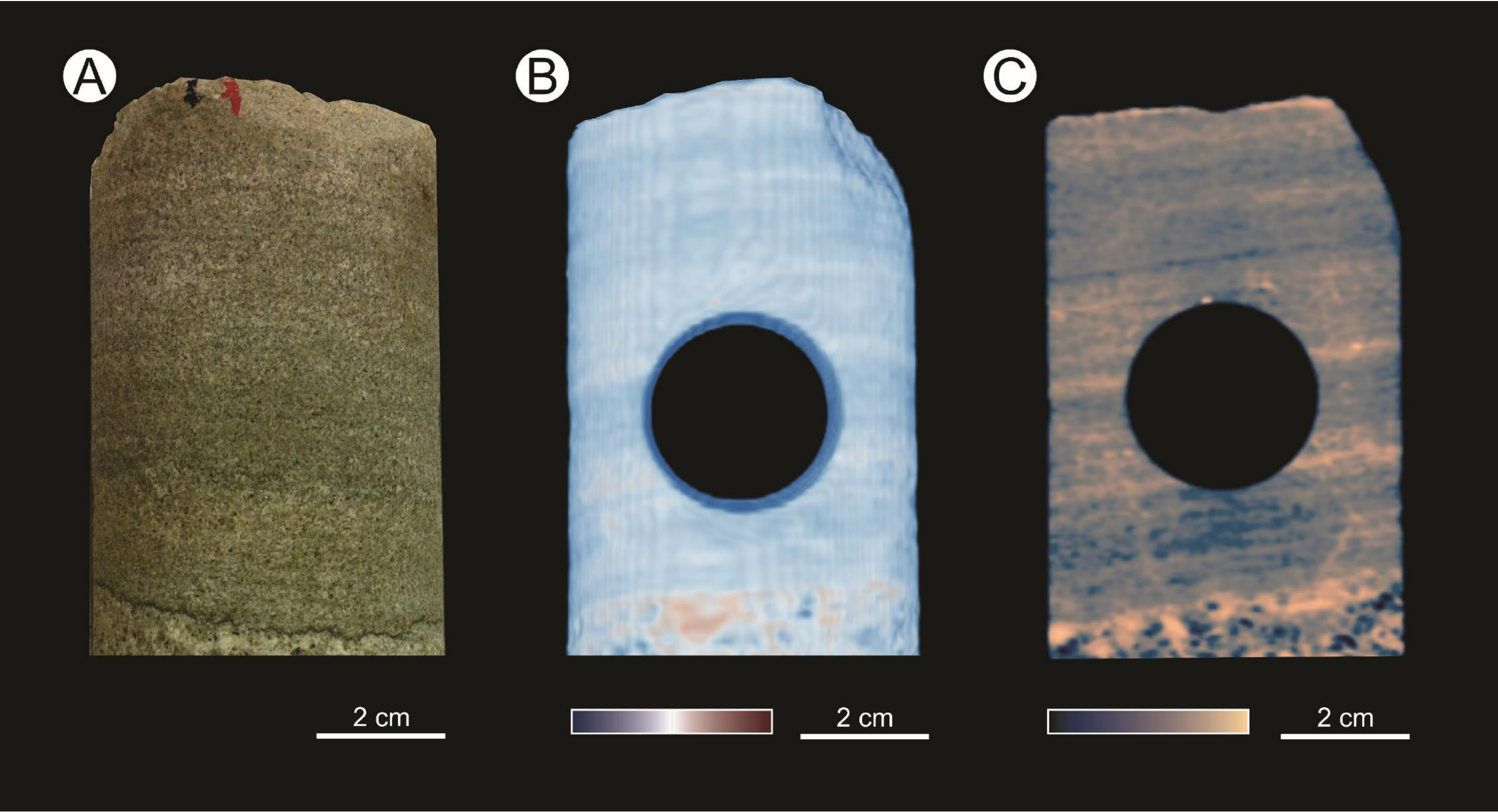


Figura 78. *Rocktype 2* sob escala macroscópica na profundidade de 94,40 metros. **A.** Amostra em testemunho de sondagem. **B.** Tomografia do testemunho com visualização tridimensional. **C.** *Slice* de tomografia de testemunho.

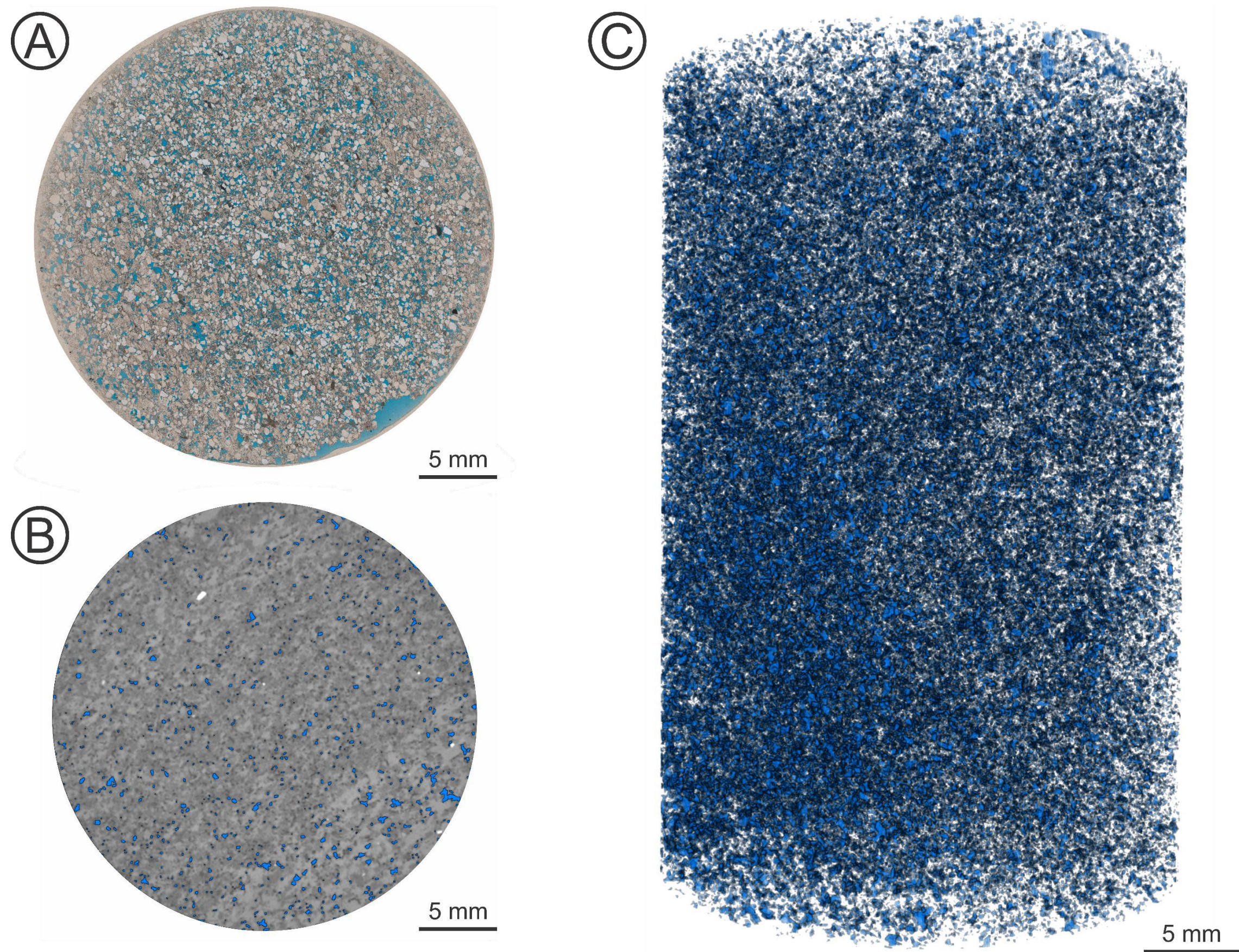


Figura 79. Lâmina delgada e dados microtomográficos da amostra de *plug* na profundidade de 94,40 metros. **A.** Lâmina delgada. **B.** *Slice* após segmentação em fase rochosa e porosa (em azul). **C.** Sistema poroso resultado da segmentação.

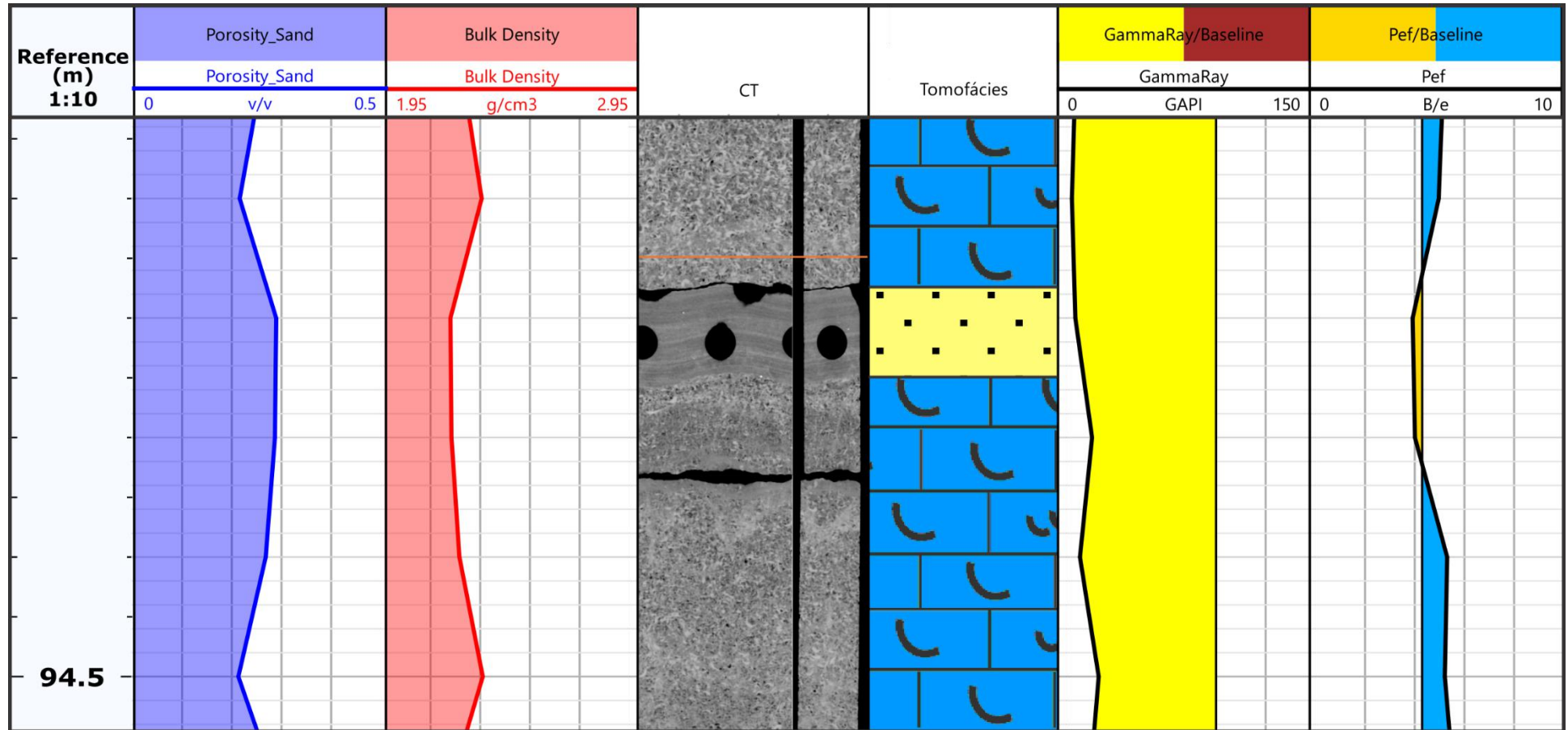


Figura 80. Respostas do *Rocktype 2* nos perfis petrofísicos na profundidade de 94,40 metros (testemunho) ou 94,19 metros (perfis).

5.5.3 *Rocktype 3*

Representado por rochas híbridas de composição carbonática e siliciclástica, esse *rocktype* possui um arcabouço poroso misto, com presença de material quartzoso majoritariamente na fração areia; mas também nas frações silte e argila. Seus constituintes carbonáticos são cimentos e bioclastos (Figura 81).

Possui espaço poroso vugular atribuída à dissolução de seu material carbonático, e porosidade interpartícula localizada nos interstícios dos grãos siliciclásticos (Figura 82a). Apesar da versatilidade de seu sistema poroso, segundo os dados de petrofísica básica, esse *rocktype* apresenta baixos valores de porosidade e permeabilidade, e este cenário deve-se: **(1)** ao grau de compactação que essas rochas foram expostas, promovendo um decréscimo de seu volume de vazios com diminuição de poros e estrangulamento de suas conexões; **(2)** a acentuada presença de cimento carbonático, indicando um severo processo de cimentação dessa rocha, obliterando porosidade interpartícula - entre os grãos siliciclásticos - e vugular - principalmente no preenchimento de poros móldicos; e **(3)** ao baixo grau de dissolução mineral, atribuído sobretudo ao caráter seletivo do processo de dissolução, ocasionando na dificuldade da dissolução do material siliciclástico constituinte; a tímida dissolução de seu material carbonático possivelmente foi influenciada pela baixa permeabilidade de seu arcabouço poroso em detrimento do processo anterior ou ainda, simultâneo, de compactação, ocasionando em barreiras ao fluxo de fluidos não-saturados por carbonato de cálcio (q.v. **item 5.2**).

Cabe ressaltar que a gênese, e posterior evolução do sistema poroso dessas rochas se dá de forma complexa devido as particularidades que materiais de diferentes naturezas possuem. Sendo assim, torna-se dificultosa uma relação temporal relativa de eventos e processos sem um profundo estudo da diagênese dessas rochas, não sendo objetivo desse estudo, apenas registra-se os indícios da evolução do arcabouço poroso dessas rochas.

Em virtude o exposto até aqui, seu sistema poroso consiste-se de porosidade interpartícula pobremente conectada com presença de porosidade vugular de ocorrência restrita e usualmente isolada/fracamente conectada (Figura 82c, Figura 82c).

Em conformidade com seus parâmetros petrofísicos, esse *rocktype* possui altos valores no perfil de densidade, bem como baixos valores no perfil de porosidade. Em virtude de sua composição mineralógica mista, apresenta valores intermediários no perfil de fator fotoelétrico, mas ainda assim, baixos valores no perfil de Raios Gama (Figura 83).

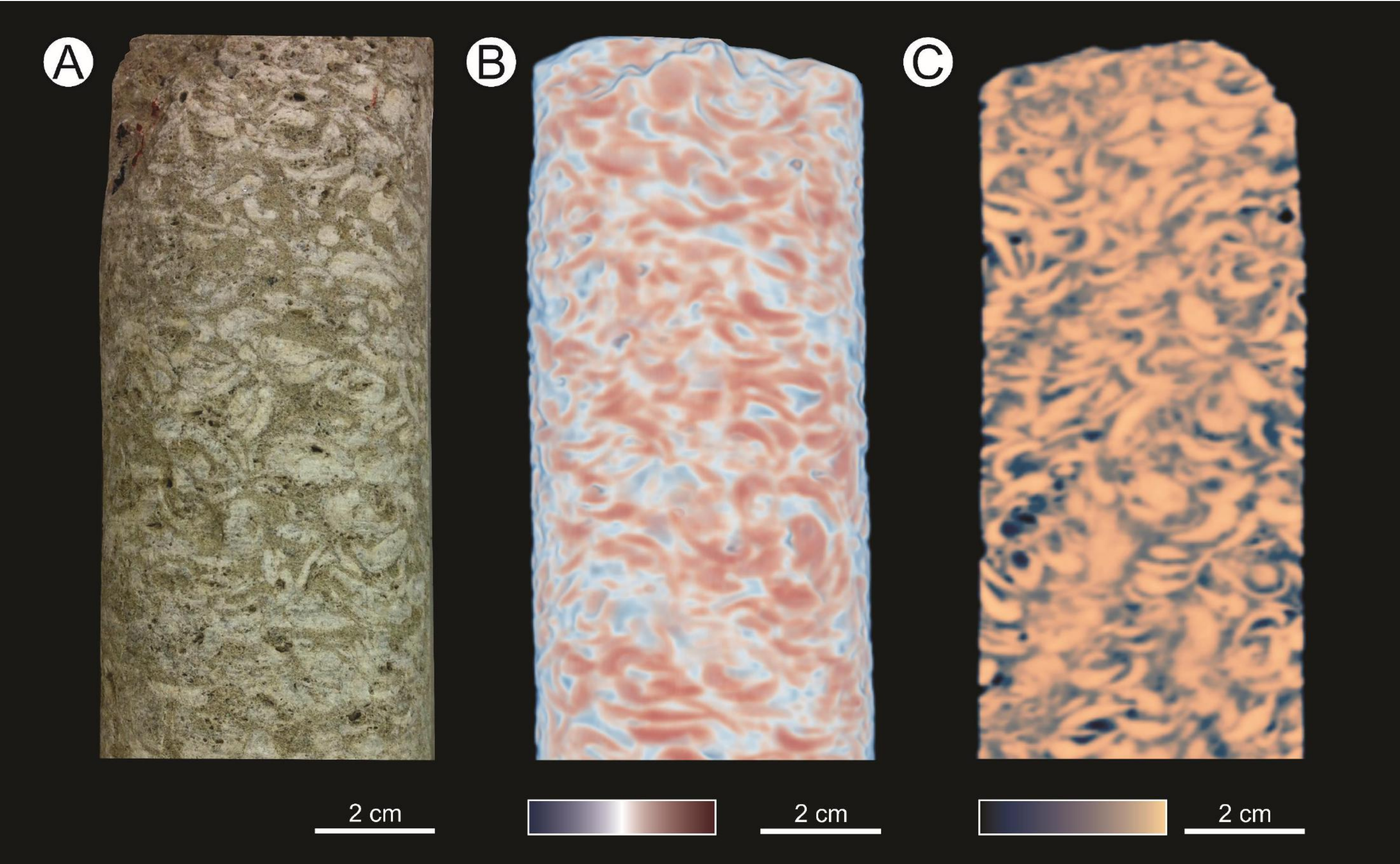


Figura 81. *Rocktype 3* sob escala macroscópica na profundidade de 87,35 metros. **A.** Amostra em testemunho de sondagem. **B.** Tomografia do testemunho com visualização tridimensional. **C.** *Slice* de tomografia de testemunho.

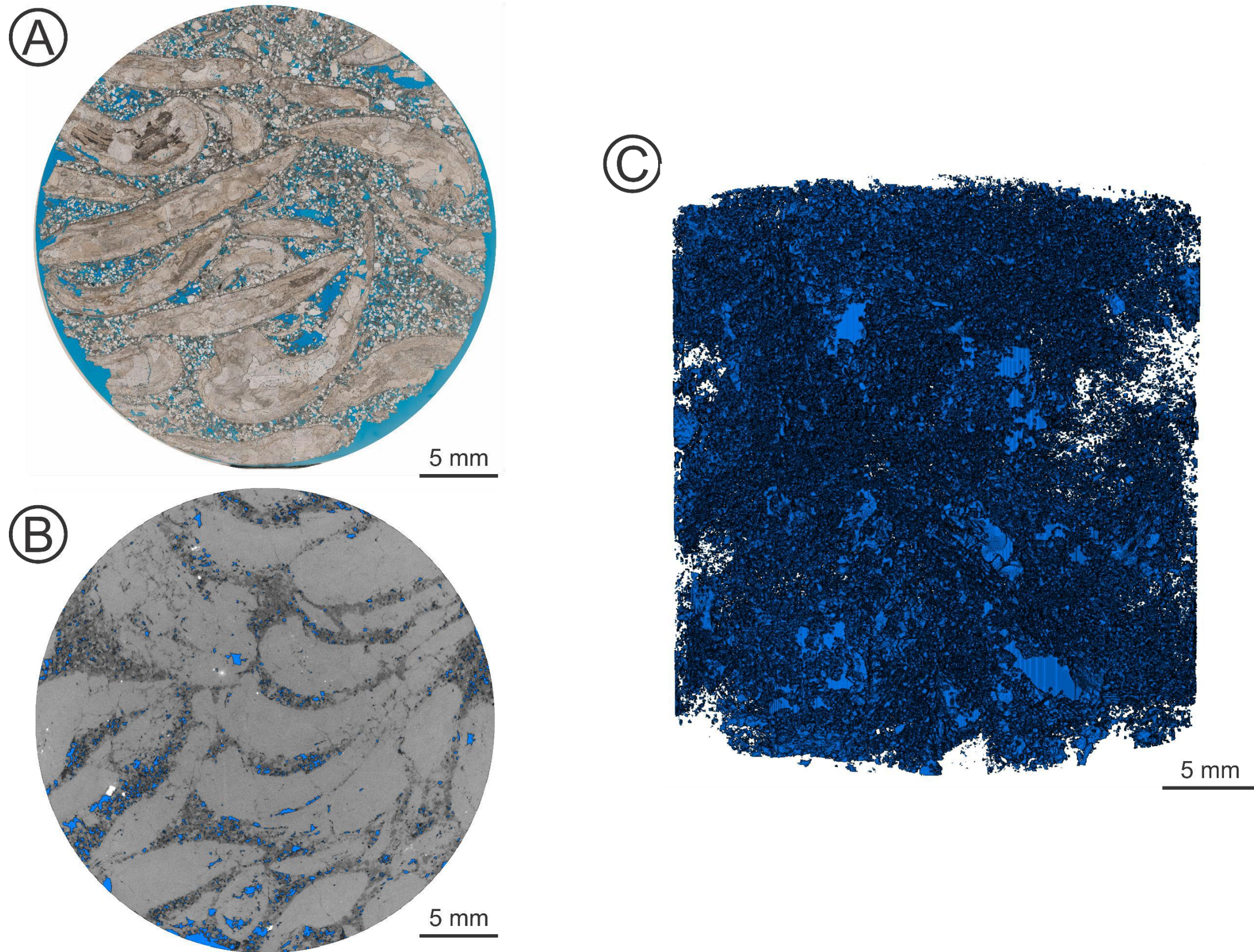


Figura 82. Lâmina delgada e dados microtomográficos do *Rocktype 3* na amostra de *plug* na profundidade de 87,35 metros. **A.** Lâmina delgada. **B.** *Slice* após segmentação em fase rochosa e porosa (em azul). **C.** Sistema poroso resultado da segmentação.

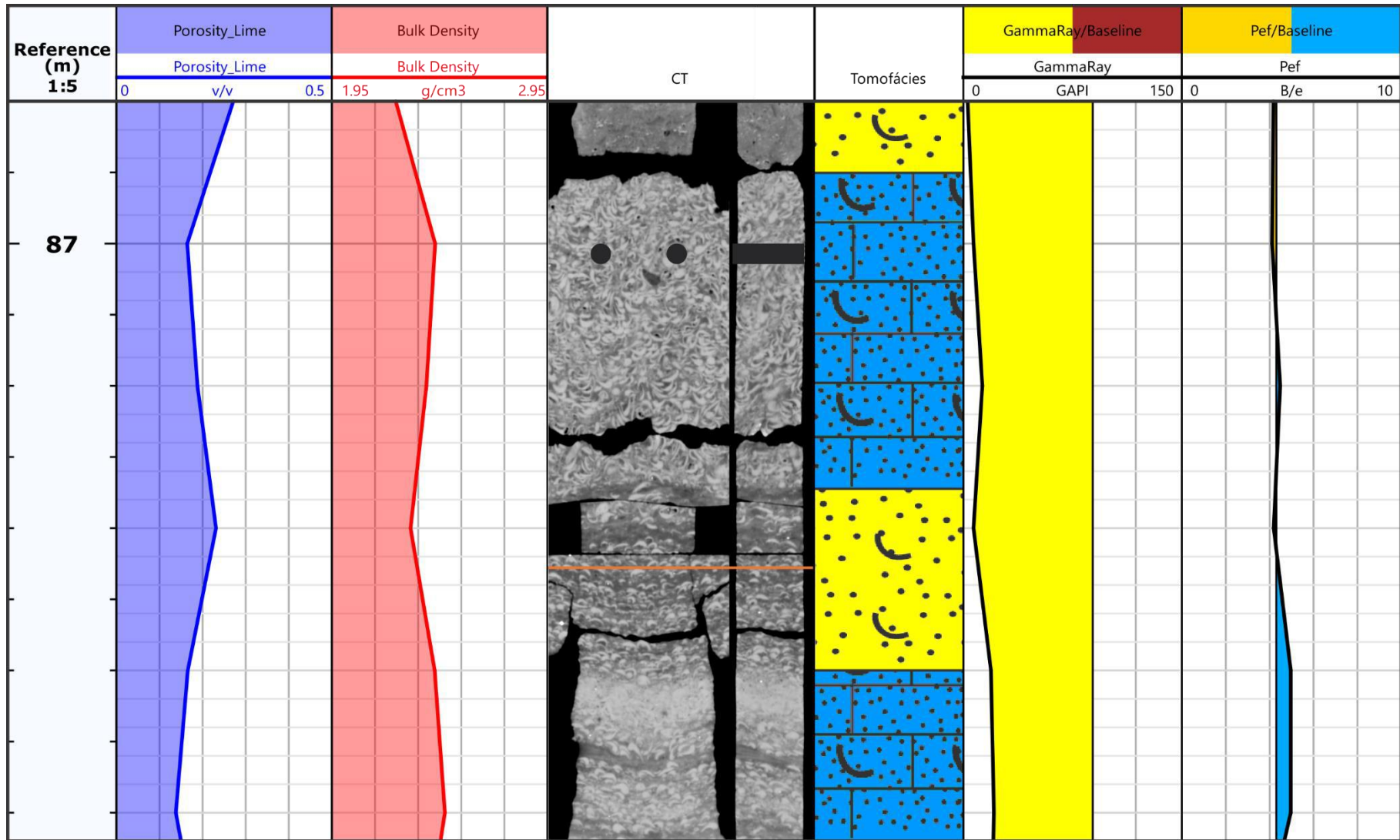


Figura 83. Respostas do *Rocktype 3* nos perfis petrofísicos na profundidade de 87,35 metros (testemunho) ou 87,02 metros (perfis).

5.5.4 *Rocktype 4*

Esse *rocktype* é composto por rochas que sofreram severo processo diagenético de cimentação (Figura 84a, Figura 85). Esses eventos exerceram influência negativa nessas rochas do ponto de vista petrofísico, de maneira a reduzir sua porosidade - com o decréscimo de seu espaço poroso – e sua permeabilidade – com o estreitamento de suas gargantas porosas (Figura 84b, Figura 84c). Ainda como fator agravante a seus parâmetros petrofísicos, baseia-se na presença, ainda que incipiente, de material lamoso na matriz sedimentar de algumas amostras, afetando ainda mais sua porosidade e permeabilidade.

Devido aos aspectos texturais desse *rocktype*, a porosidade dominante baseia-se nos poros vulgares, fruto de dissolução mineral. Entretanto, a maior parte desses poros encontram-se isolado ou com baixa conexão.

Todas essas características conferem a esse *rocktype* - juntamente com o 3 - os piores valores de porosidade e permeabilidade segundo as análises de petrofísica básica. O que se reflete nos perfis petrofísicos, onde corresponde a altos valores no perfil de densidade e, conseqüentemente, baixos valores no perfil de porosidade. Na curva de fator fotoelétrico tem respostas altas em função de sua composição quase que restritamente carbonática - com exceção da baixa presença de material lamoso. Presença essa suficiente para afetar a resposta desse *rocktype* no perfil de Raios Gama (Figura 86), onde, em alguns casos corresponde a valores medianos – mas ainda assim menores que os presentes em rochas finas radioativas como o argilito do *rocktype* 5.

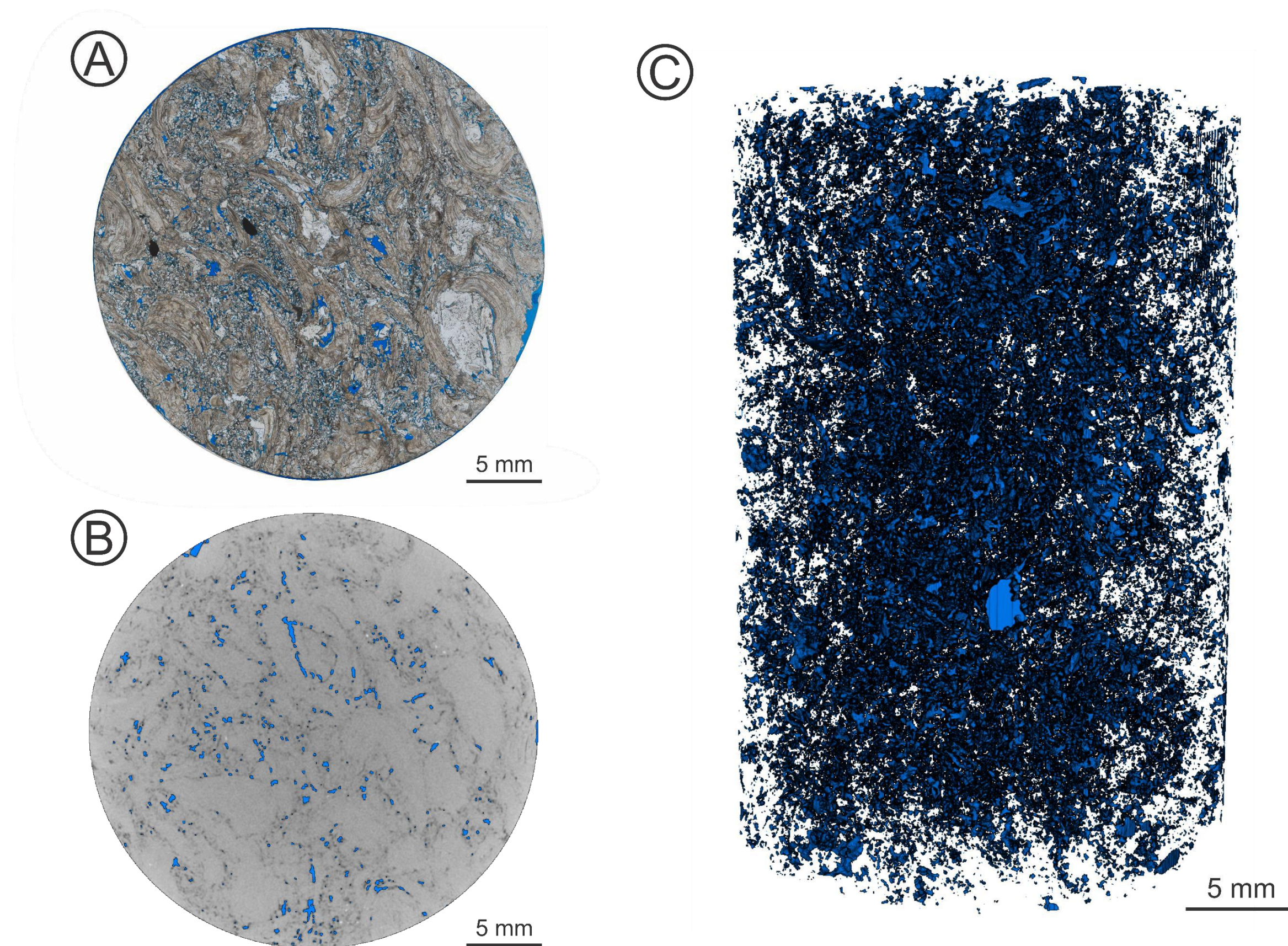


Figura 84. Lâmina delgada e dados microtomográficos do *Rocktype 4* na amostra de *plug* na profundidade de 140,80 metros. A. Lâmina delgada. B. *Slice* após segmentação em fase rochosa e porosa (em azul). C. Sistema poroso resultado da segmentação.

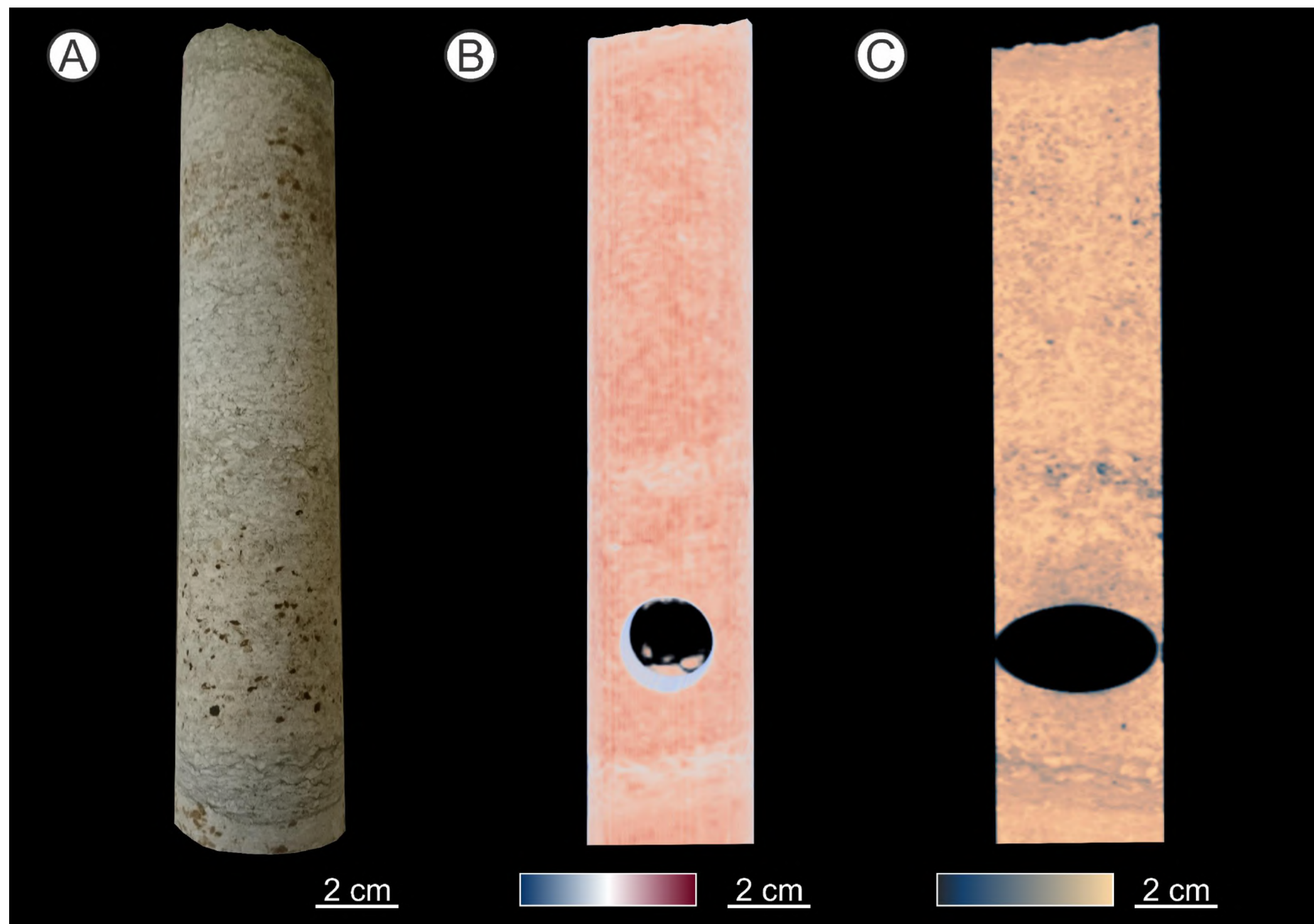


Figura 85. *Rocktype 4* sob escala macroscópica na profundidade de 140,80 metros. **A.** Amostra em testemunho de sondagem. **B.** Tomografia do testemunho com visualização tridimensional. **C.** *Slice* de tomografia de testemunho.

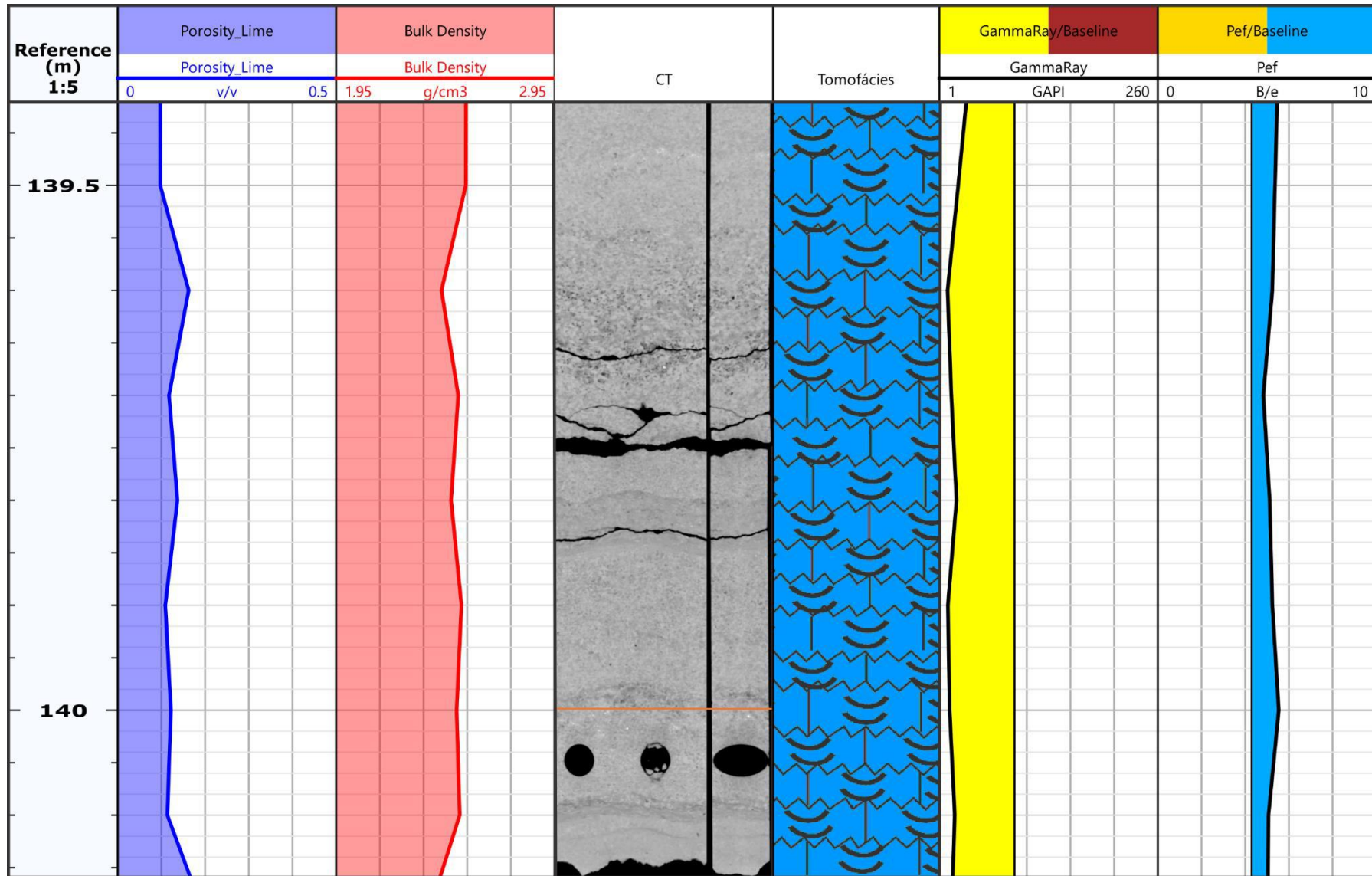


Figura 86. Respostas do *Rocktype 4* nos perfis petrofísicos na profundidade de 140,80 metros (testemunho) ou 140,05 metros (perfis).

5.5.5 *Rocktype 5*

Constituído em sua grande maioria pela fácies tomográfica Argilito, e apesar de não ser analisado em escala de *plug* e de lâmina delgada, essas rochas argilitos são conhecidas pela alta porosidade (microporosidade) e baixíssima permeabilidade. Essa premissa se confirma ao ser analisado o perfil de densidade - onde apresenta baixos valores – e de porosidade – onde apresenta altos valores (Figura 87).

Esse *rocktype* é facilmente identificável em escala de perfil devido aos seus altos valores no perfil de Raios Gama (Figura 88), sendo estes atribuídos à sua radioatividade natural. Estando cerca de 8% de toda sua emissão radioativa subordinada ao isótopo potássio-40 (K^{40}) (Rider, 1990).

Segundo Rider (1990), algumas rochas argilosas não são necessariamente radioativas. Entretanto, o presente estudo verificou que na Formação Morro do Chaves, essas rochas possuem altos valores em perfis de Raios Gama, indicando uma alta radioatividade.

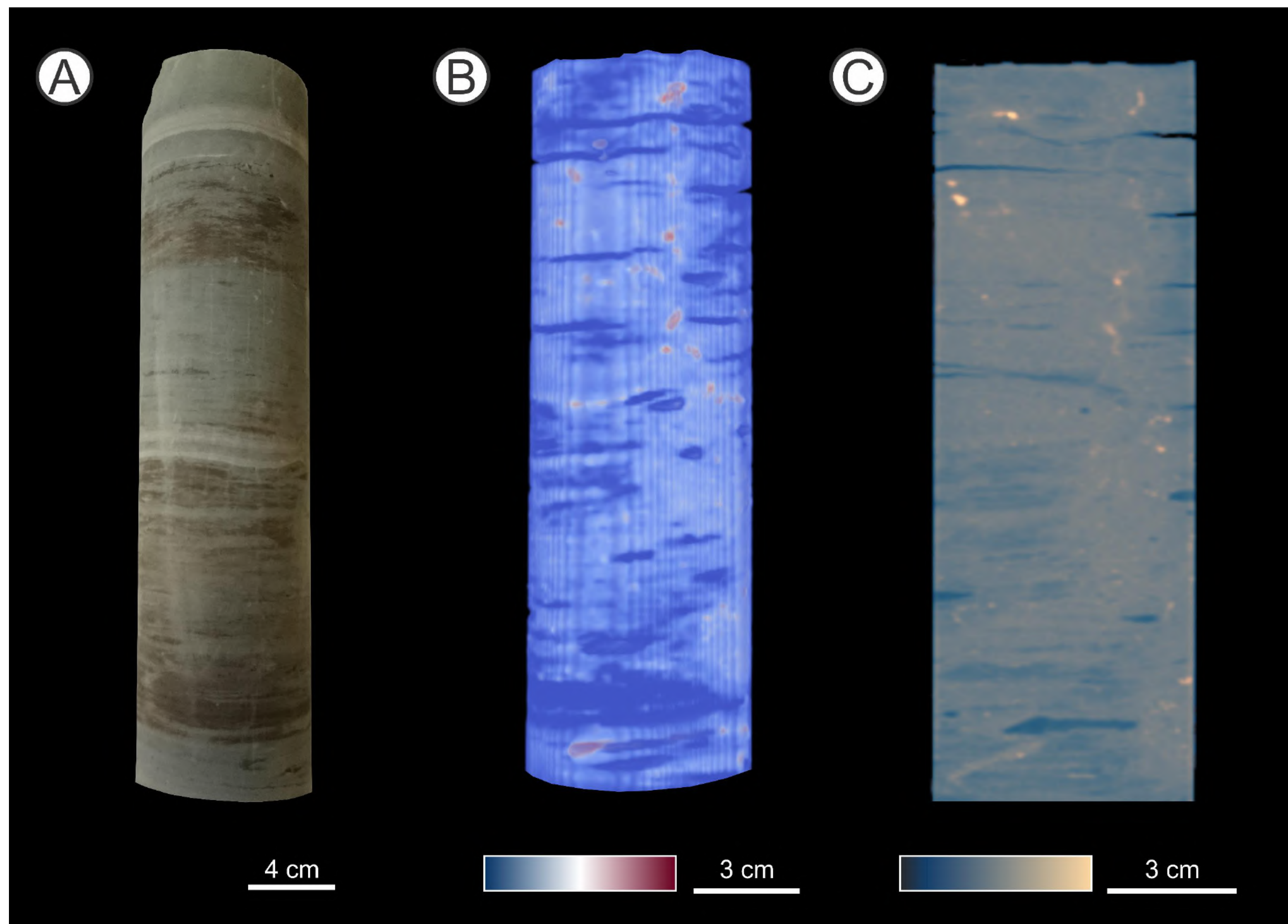


Figura 87. Rocktype 5 sob escala macroscópica na profundidade de 136,75 metros. **A.** Amostra em testemunho de sondagem. **B.** Tomografia do testemunho com visualização tridimensional. **C.** Slice de tomografia de testemunho.

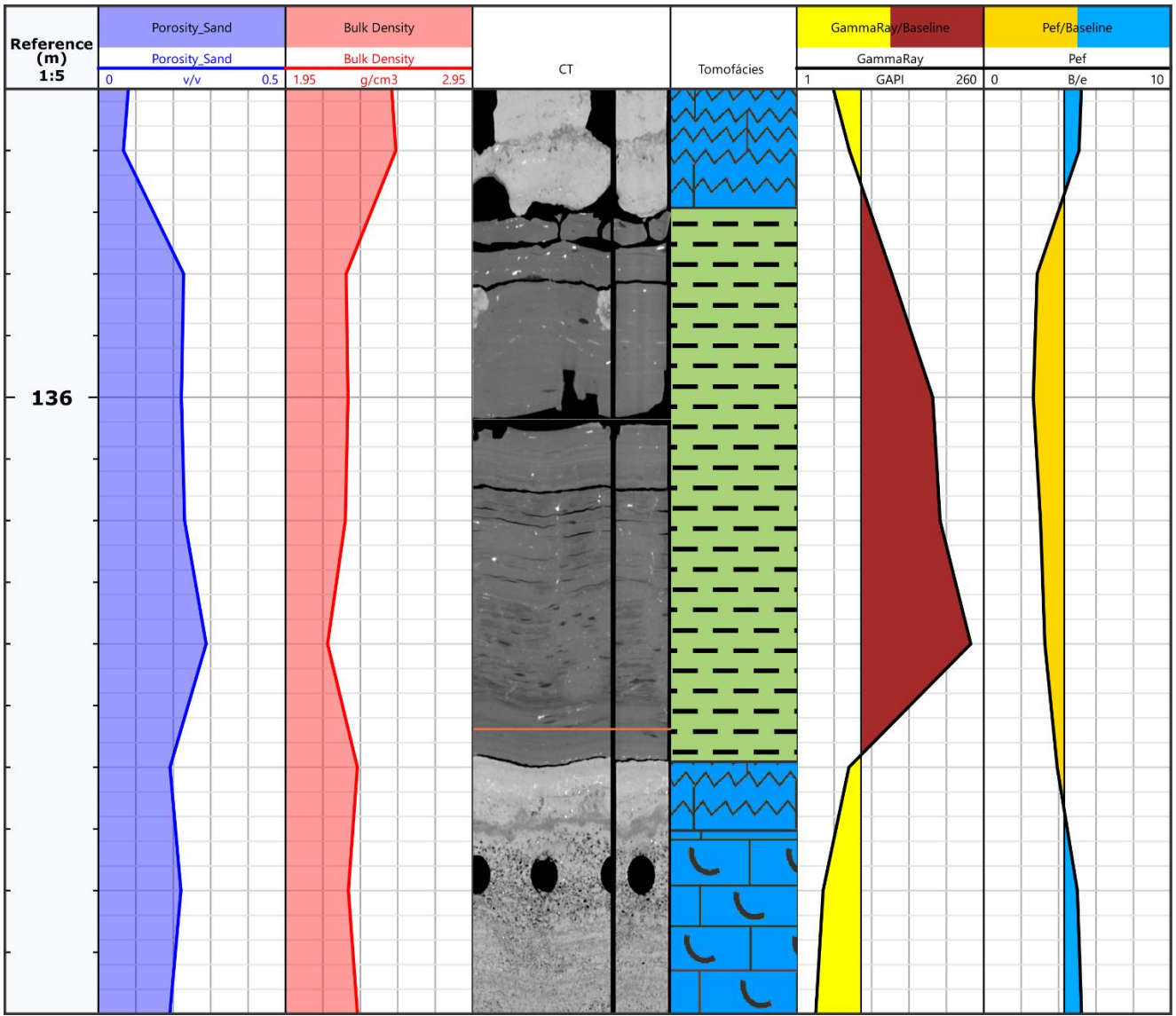


Figura 88. Respostas do *Rocktype 5* nos perfis petrofísicos na profundidade de 136,30 metros (testemunho) ou 130,10 metros (perfis).

Uma diferenciação de rochas puramente de acordo com parâmetros petrofísicos poderia sugerir, por exemplo, uma divisão entre apenas duas classes: uma superior: com altos valores de porosidade e permeabilidade - contendo os *rocktypes* 1 e 2; e outra superior: composta por rochas com os mais baixos valores nos parâmetros petrofísicos – integrado pelos *rocktypes* 3 e 4, ou ainda o *rocktype* 5. Enquanto que uma diferenciação puramente geológica poderia sugerir classificações em termos litológicos, estratigráficos, tafonômicos ou composicionais.

O presente estudo propõe uma classificação de *rocktypes* baseados na integração de fatores geológicos (referentes à trama das rochas) e petrofísicos (referente ao sistema poroso e consequentes parâmetros petrofísicos) referentes a dados estáticos dessas rochas enquanto reservatórios. Entretanto, a fim de prever um melhor desenvolvimento, gestão e previsão do desempenho de reservatórios de óleo e gás, optou-se por uma abordagem envolvendo também aspectos dinâmicos que possam oferecer importantes informações para produção e recuperação de hidrocarbonetos.

Sendo assim, em consonância a este propósito, fez-se necessária a diferenciação dos *rocktypes* 3 e 4, uma vez que, apesar de possuírem parâmetros petrofísicos semelhantes, apresentam sistemas porosos distintos e podem oferecer possíveis cenários exploratórios divergentes.

Nas rochas que compõem o *rocktype* 4, em função de diversos fatores que afetam a reologia dessas rochas (entre elas a expressiva cimentação e seus sedimentos), observa-se um comportamento rúptil, onde é comum a ocorrência de falhas e fraturas. Essas feições estruturais podem promover uma ressignificação dessas rochas em um contexto de um sistema petrolífero, atuando como um facilitador para o fluxo de fluidos ao aumentar sua permeabilidade, podendo exercer assim uma função de reservatório fraturado (PORTELLA, 2016; RAITZ, 2017). Podendo ainda essas rochas oferecerem processos de recuperação de hidrocarbonetos distintos das praticáveis no *rocktype* 3.

Tendo em vista a pequena fração de todo testemunho de sondagem que fora classificada em *rocktypes* (amostras de *plugs*), torna-se necessário aumentar a escala de observação para atingir uma maior representatividade de dados e amplitude para

avaliação de heterogeneidades ao longo do poço. Para tal seria adequado o estabelecimento de **eletrofácies** ao longo do poço estudado.

5.6 Algoritmo de eletrofácies

Tendo como base todo o processo de *rocktyping*, e a observação das respostas em perfis petrofísicos de Raios Gama, fator fotoelétrico e densidade (além do perfil de porosidade derivado deste), foram estabelecidos os menores e maiores valores (referidos como limites *de corte*) para cada um dos 5 *rocktypes*.

No perfil de Raios Gama foram observados baixos valores para os *rocktypes* 1, 2, 3 e 4. Em contraposição, para o *rocktype* 5, foram observadas altas respostas referentes a radioatividade dessas rochas, superiores a 90 gAPI (Figura 89).

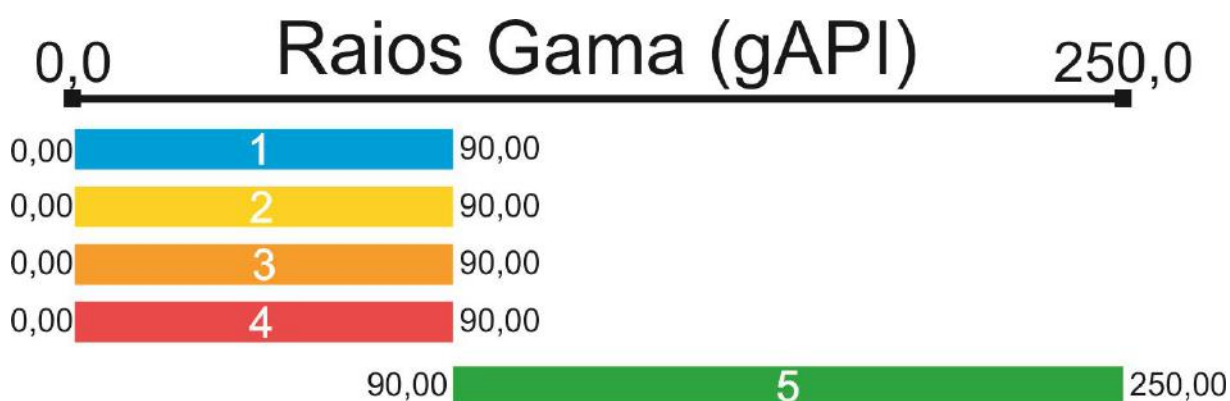


Figura 89. Valores de corte estabelecidos para as eletrofácies nos dados do perfil de raios gama.

A curva de fator fotoelétrico trouxe padrões de respostas mais diversos que a de Raios Gama, onde tornou-se possível a diferenciação mineralógica dessas rochas. Aos *rocktypes* 1 e 4, compostos por rochas essencialmente carbonáticas (baixos teores de minerais siliciclásticos), foram atribuídos altos valores. Enquanto para *rocktypes* integrados por rochas com expressivo teor de siliciclásticos, ou ainda, siliciclásticas – *rocktypes* 2 e 3 - foram observados baixos valores. Uma particularidade relevante concerne no alto range de valores encontrados para o *rocktype* 5, associados à intercalação de material carbonático aos argilitos (Figura 90).

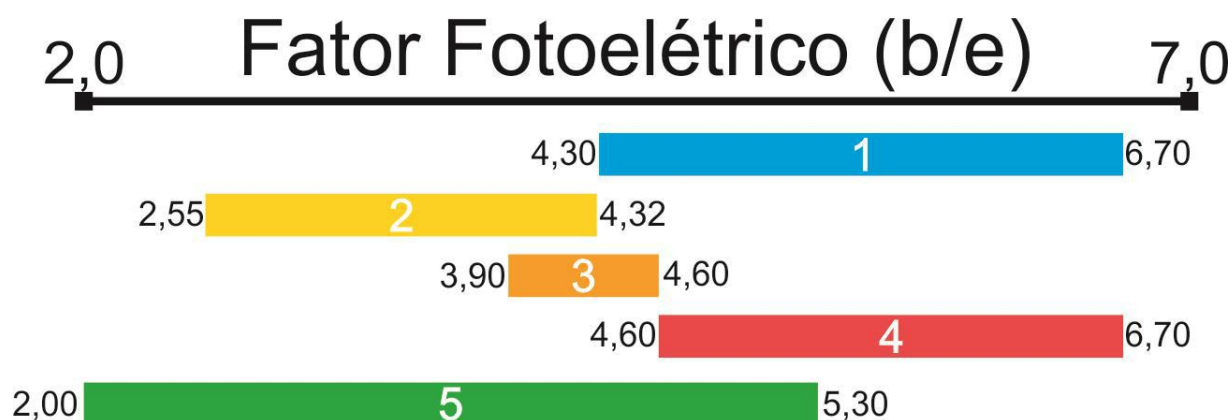


Figura 90. Valores de corte estabelecidos para as eletrofácies nos dados do perfil de fator fotoelétrico.

Por último, no perfil de densidade, foram observados baixos valores para os *rocktypes* 1 e 2 – fruto da baixa densidade destes, bem como altos valores para os *rocktypes* 4 e 3, sendo este último ocupando um pequeno range de respostas nessa curva. Novamente foi observado um comportamento singular para as rochas que compõem o *rocktype* 5, sendo atribuído um extenso range de respostas. A exemplo do perfil de fator fotoelétrico, as concreções carbonáticas – muito densas - impõem uma variação grande nas respostas de densidade em contraposição aos argilitos muito porosos e dotados de baixa densidade (Figura 91).

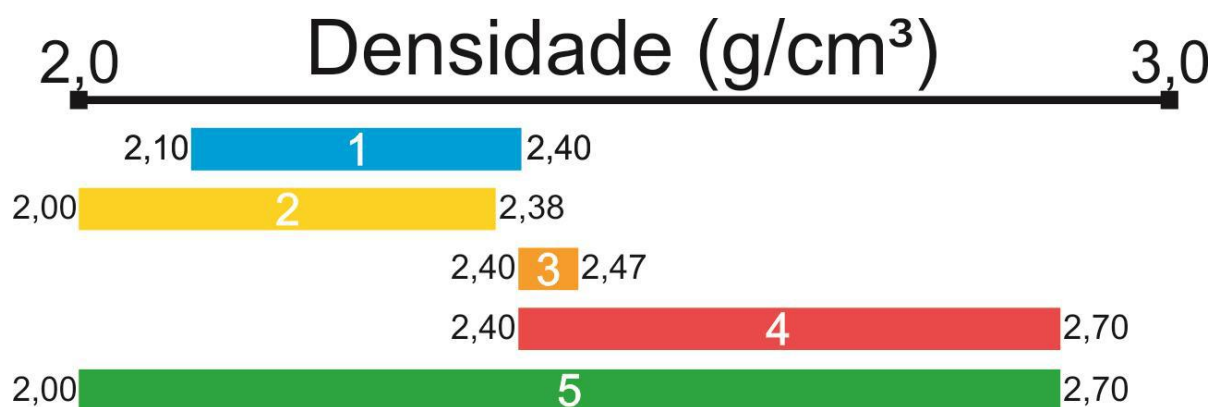


Figura 91. Valores de corte estabelecidos para as eletrofácies nos dados do perfil de densidade.

Tendo em vista o estabelecimento dos valores de corte, com delimitações entre os *rocktypes*, foram estabelecidos limites que permitiram a separação entre estes pelos valores nos 3 perfis petrofísico, onde observa-se que: **(1)** o *rocktype* 1 separa-se do 2 através dos valores de perfil de fator fotoelétrico, e separa-se do 3 e 4 por meio dos valores do perfil densidade; **(2)** o *rocktype* 2 separa-se do 3 pelo perfil de

densidade, bem como individualiza-se ao 4 em função dos valores da curva de perfil fotoelétrico; **(3)** o *rocktype* 3 separa-se do 4 em função dos valores de perfil fotoelétrico; e **(4)** o *rocktype* 5 separa-se de todos os restantes com base nos valores do perfil de Raios Gama (Figura 92).

	Rocktype 1	Rocktype 2	Rocktype 3	Rocktype 4	Rocktype 5
Rocktype 1	-	Pef	Densidade	Densidade	Raios Gama
Rocktype 2	Pef	-	Densidade	Pef	Raios Gama
Rocktype 3	Densidade	Densidade	-	Pef	Raios Gama
Rocktype 4	Densidade	Pef	Pef	-	Raios Gama
Rocktype 5	Raios Gama	Raios Gama	Raios Gama	Raios Gama	-

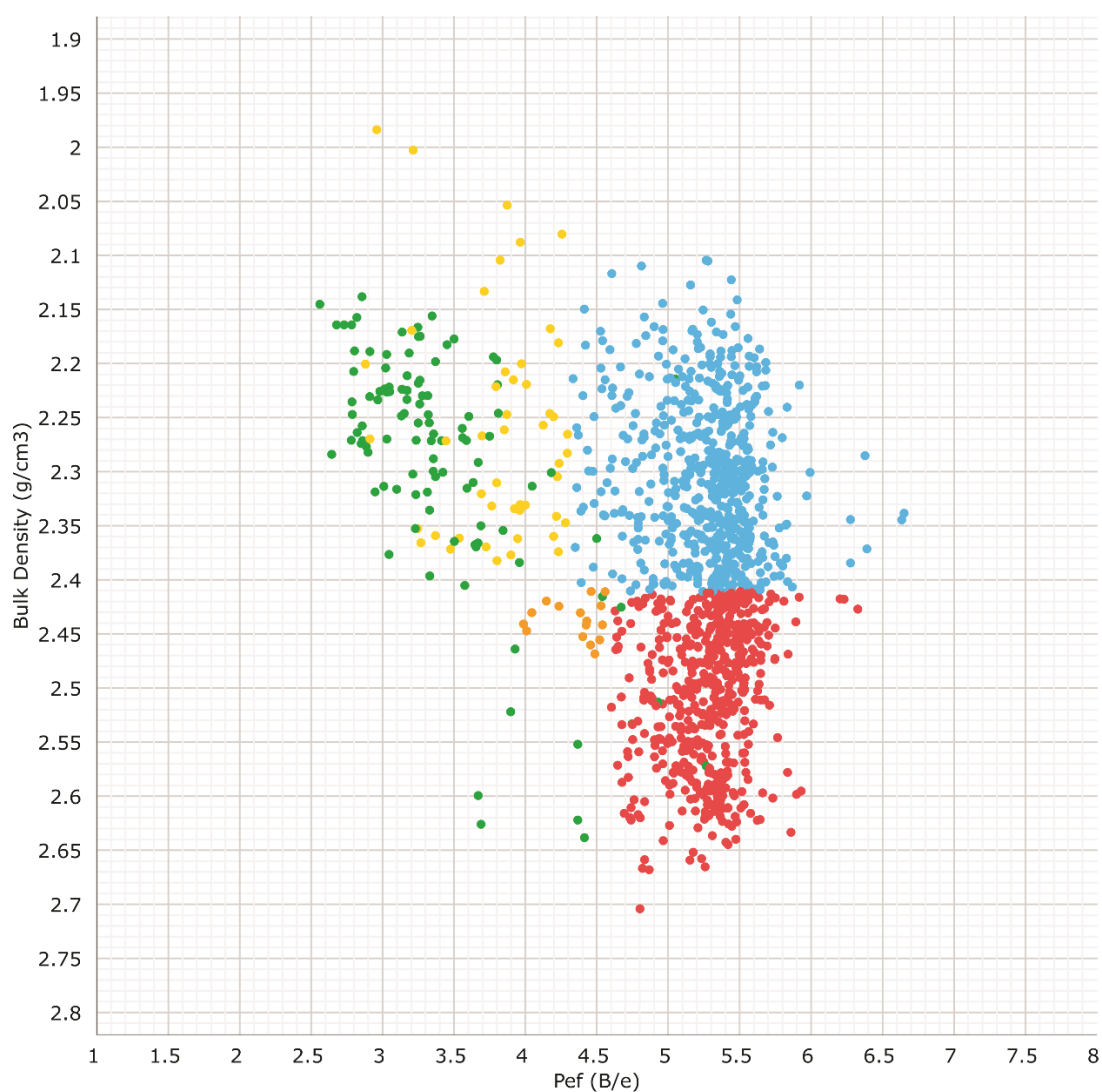
Figura 92. Separação de *rocktypes* em perfis petrofísicos de acordo com os valores de corte estabelecidos. Observa-se que o *rocktype* 1 separa-se: do 2 através dos valores de perfil de fator fotoelétrico

Através de um código desenvolvido na linguagem computacional Python acessível pelo editor presente no software Techlog® (q.v. **Apêndice III**), foi promovida a transformação dos *rocktypes* para **eletrofácies**, mantendo sua numeração e cores de identificação.

5.7 Eletrofácies

Após a transformação dos *rocktypes* em eletrofácies, pode-se observar melhor a distribuição das propriedades físicas ao longo de todo poço. Com base nos dados dos perfis petrofísicos, pode-se observar a quantificação das eletrofácies em termos de extensão.

Em um gráfico densidade x fator fotoelétrico pode-se analisar a distribuição das eletrofácies em função de sua mineralogia e porosidade. Observa-se a delimitação das eletrofácies carbonáticas e siliciclásticas/mistas nos valores do perfil de fator fotoelétrico a partir de 4,3 b/e e a clara divisão entre as eletrofácies 1 e 4 no perfil de densidade a partir do valor de 2,41 g/cm³ (Figura 93).



● Eletrofácies 1 ● Eletrofácies 2 ● Eletrofácies 3 ● Eletrofácies 4 ● Eletrofácies 5

Figura 93. Gráfico fator fotoelétrico x densidade. Pode-se observar como os valores de corte foram estabelecidos.

A partir dos dados foi possível medir quantitativamente a distribuição das eletrofácies em todo poço. Observou-se uma maior ocorrência das eletrofácies 1 e 4, bem como uma presença pouco expressiva das eletrofácies 2 e 3 (Figura 94).

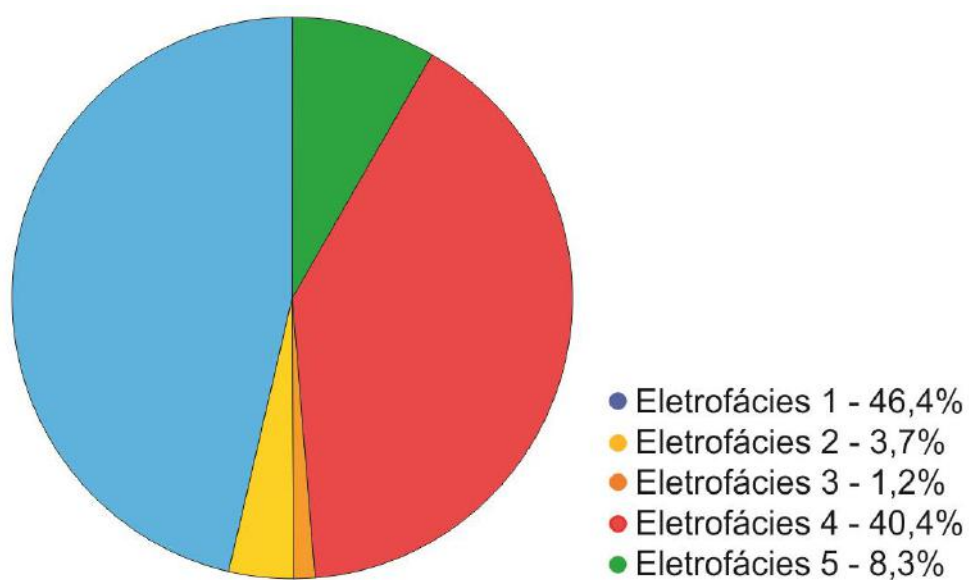


Figura 94. Gráfico de ocorrência das eletrofácies em toda extensão do poço.

A distribuição das eletrofácies em função dos perfis pode ser melhor observada na Figura 95.

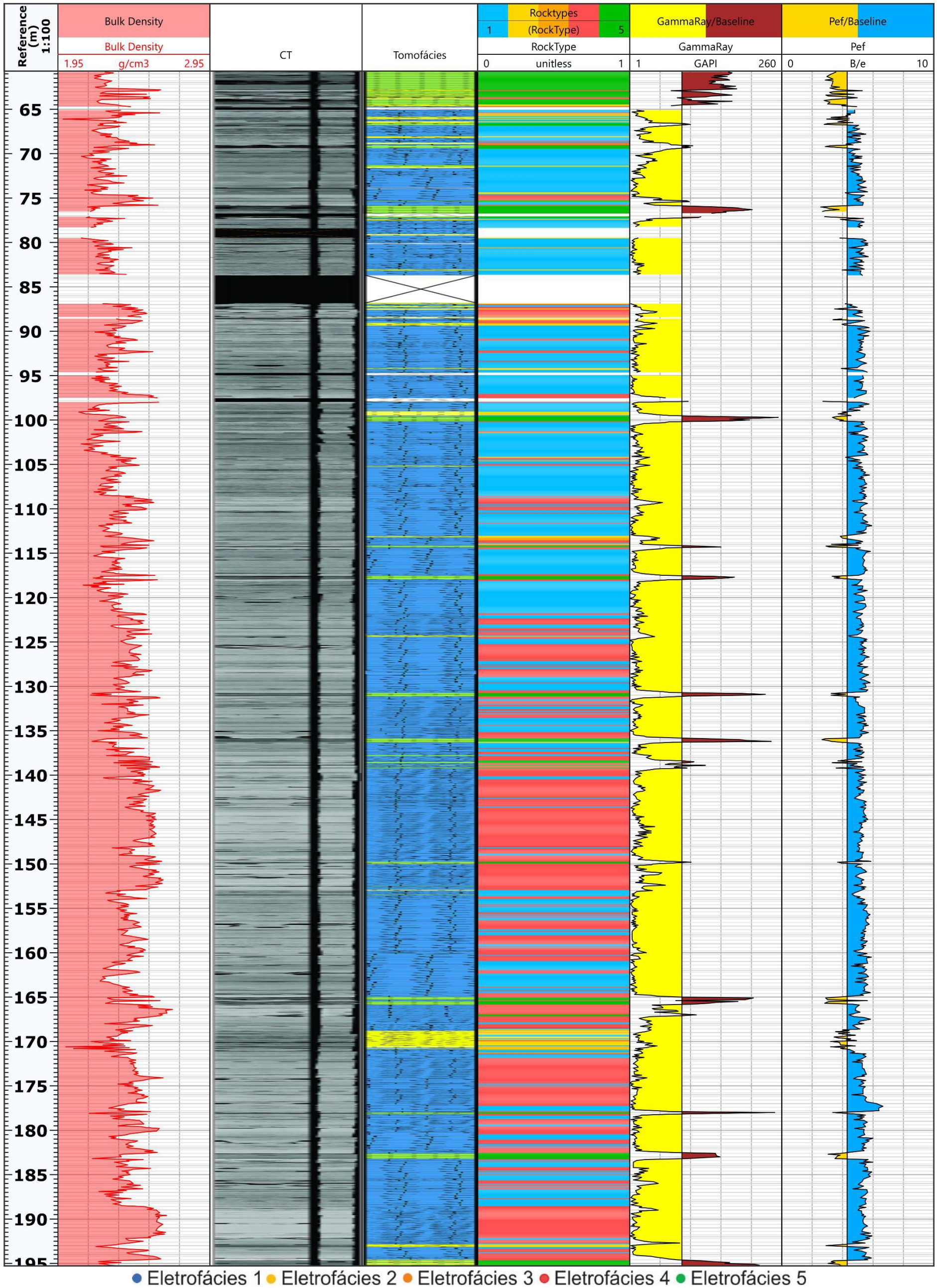


Figura 95. Perfis petrofísicos com rocktypes.

Para efeitos de comparação entre as fácies tomográficas estabelecidas e as eletrofácies determinadas posteriormente, observam-se boas correspondências entre as fácies Coq e 1, Ar/Arc e 2 assim como das fácies Arg e 5. Observa-se um problema maior associado a identificação e diferenciação das fácies Coqi e Coqc/Cacl, sendo a identificação da primeira subestimada, e a segunda superestimada em relação as curvas petrofísicas. Isto deve-se a semelhança nas características petrofísicas principalmente relacionadas ao perfil de densidade, assim como questões relacionadas a redução da taxa de amostragem dos perfis resultante do processo de interpolação linear (Figura 96).

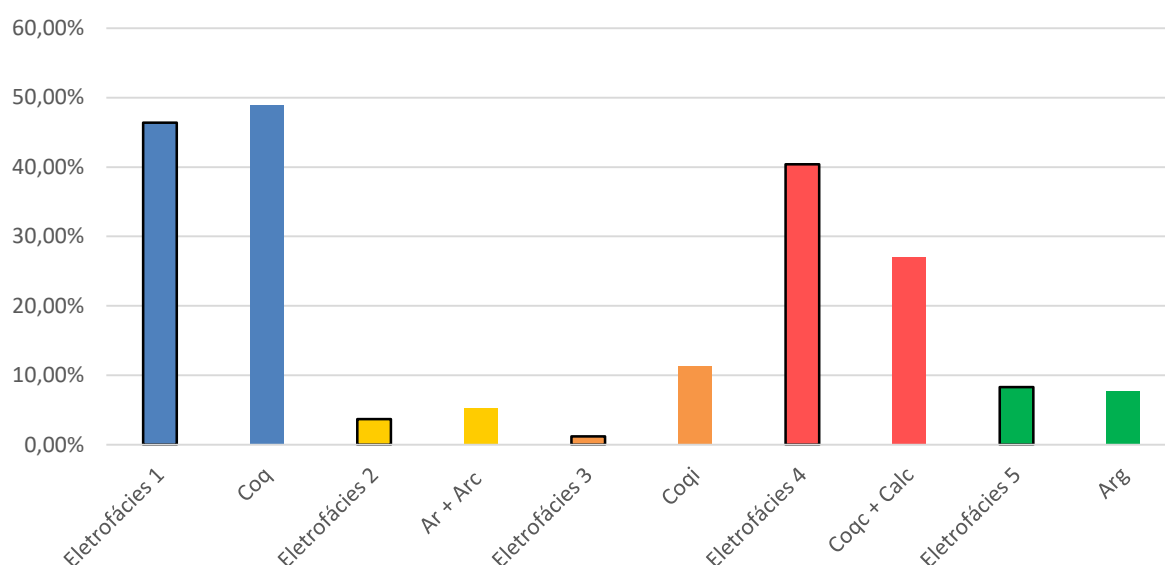


Figura 96. Gráfico comparativa entre a identificação de fácies tomográficas através de eletrofácies.

5.8 Indicadores de Qualidade de Reservatório

Com base na distribuição das eletrofácies, foi observada um seccionamento entre as rochas presentes no poço. Tendo em vista as individualidades e diferenças quase que antagônicas, do ponto de vista petrofísico, entre as eletrofácies 1 e 4, foi observado um intervalo de recorrência para cada uma delas ao longo do poço, estabelecendo duas seções na Formação Morro do Chaves: **Superior** e **Inferior** (Figura 99).

Morro do Chaves Superior - dominada pela **eletrofácies 1** situa-se entre as profundidades de 60,70 e 121,70 metros. Nesse intervalo essa eletrofácies ocorre em

67,80% das rochas, possuindo alta distribuição de variações entre seus valores de densidade (Figura 97). O caráter mais frágil dessa porção é reforçado pela menor taxa de recuperação do testemunho de sondagem em relação à inferior.

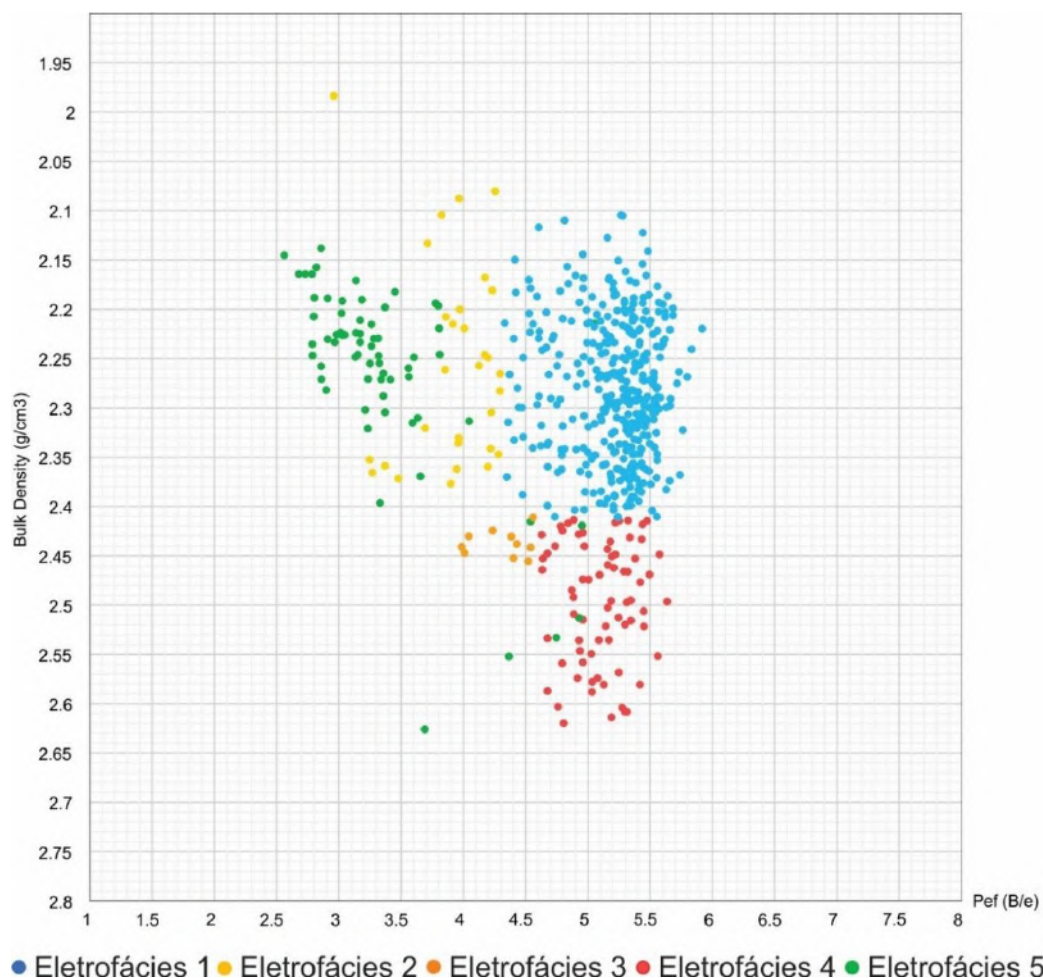


Figura 97. Gráfico fator fotoelétrico x densidade no segmento denominado **Morro do Chaves Superior**.

Morro do Chaves Inferior – com amplo domínio da **eletrofácies 4**, ocorre entre as profundidades de 121,70 e 195,30 metros com espessura de 73,60 metros, dos quais 60,90% são atribuídos a eletrofácies 4. Nessa porção, a eletrofácies 4 ocorre com ampla variação de densidade (Figura 98). Entretanto, em comparação com o intervalo superior, observa-se a ocorrência de maiores densidades (alcançando 2,70 g/cm³ em comparação ao seu maior valor de 2,62 g/cm³ no segmento superior), e também a presença da eletrofácies 1 com maiores densidades (com valor máximo de 2,21 g/cm³ em relação aos 2,09 g/cm³ máximo valor na seção superior),

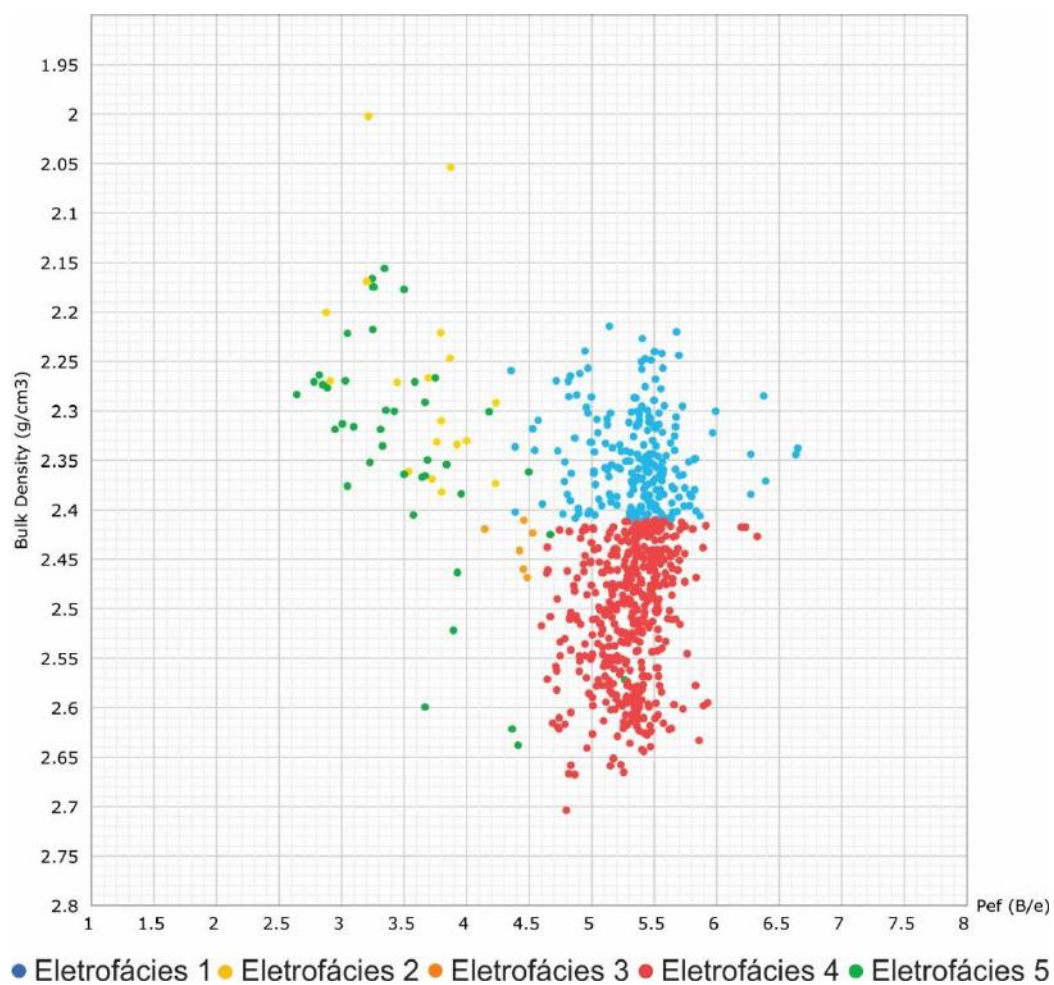


Figura 98. Gráfico fator fotoelétrico x densidade na porção denominada **Morro do Chaves Inferior**.

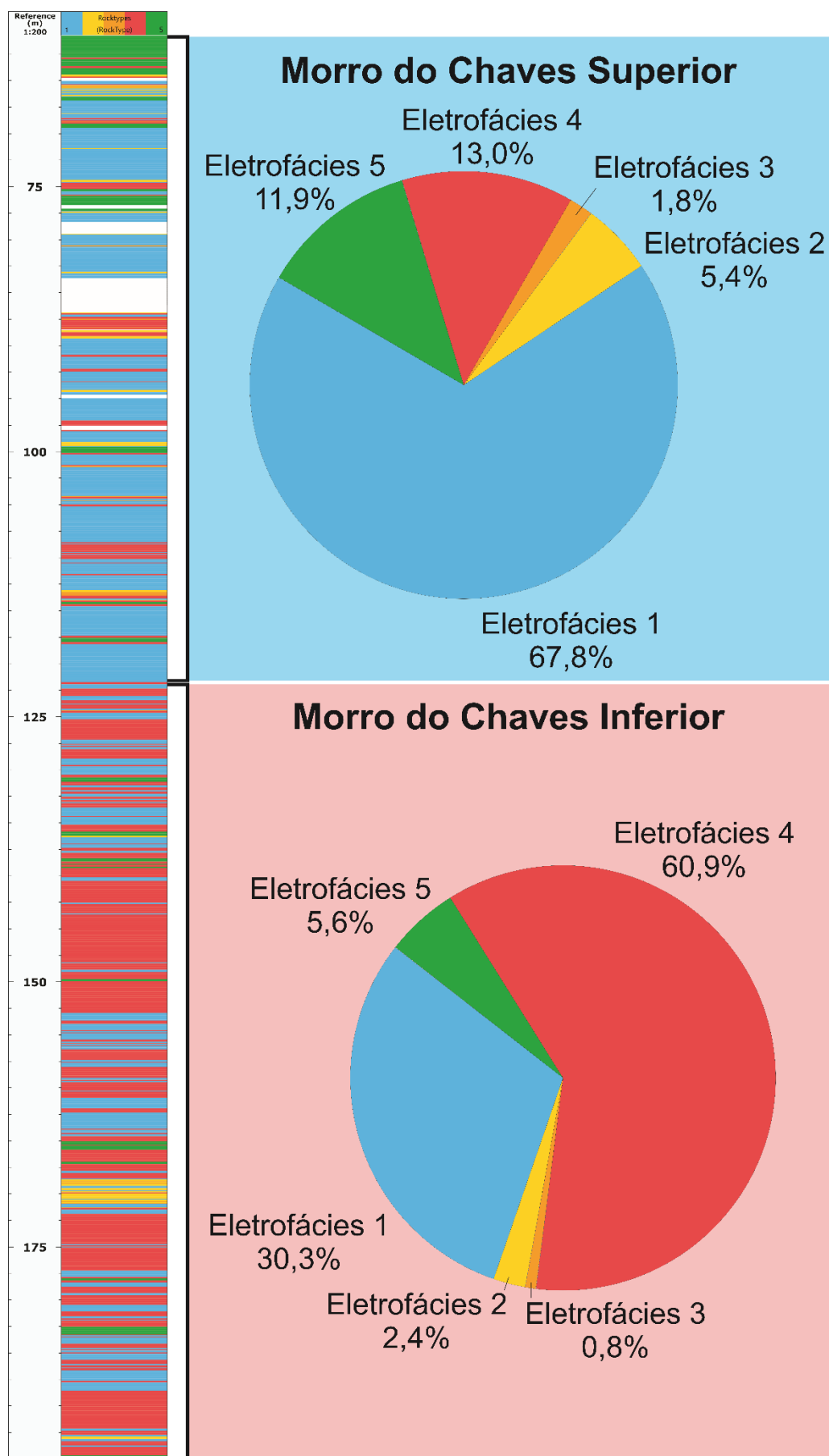


Figura 99. A seção da Formação Morro do Chaves na Pedreira Atol é segmentada em dois compartimentos: **Superior** (com predomínio da Eletrofácies 1), e **Inferior** (com ocorrência dominante da Eletrofácies 4).

6 CONCLUSÃO

Reservatórios carbonáticos compostos por coquinas apresentam severa heterogeneidade petrofísica e deposicional, corroborando a alta complexidade na avaliação destas enquanto rochas reservatório. Essa dificuldade baseia-se na alta variação lateral e vertical de fácies, resultando em uma baixa continuidade na regularidade de seus parâmetros petrofísicos.

No contexto de alta variação de propriedades como porosidade e permeabilidade, foram concluí-se que estes são regidos por agentes minimizadores e maximizadores como: (1) processos de dissolução; (2) processos de cimentação; (3) compactação física e química; e (4) combinação de materiais de granulometria e mineralogia distintas.

Entende-se que rochas que sofreram processos de dissolução, compostas por componentes de maior granulometria e com composição mineral aproximadamente uniforme tendem a possuir melhores valores de porosidade e, principalmente, permeabilidade. Assim como rochas que compostas ainda por partículas de menor granulometria, mas boa seleção de grãos, apresentam alta porosidade, todavia, tendem a obter menores valores de permeabilidade em função da consequente redução da garganta de poros.

Em contraposição identificam-se dois cenários de redução de parâmetros petrofísicos: (1) rochas compostas por partículas mal selecionadas, que sofreram processo de compactação, compostas por materiais diferentes (que possuem comportamentos diferentes à dissolução mineral) e que passaram por processos de cimentação; (2) rochas que independentemente de seleção ou diferença mineralógica, tenham sofrido severo processo de cimentação.

Esse estudo confirma a influência positiva do espaço poroso vugar conectado nos parâmetros petrofísicos citados em Lucia (1983) e a quase ineficácia na contribuição positiva da porosidade vugar não-conectada nos parâmetros petrofísicos das rochas.

Observou-se uma compartimentação petrofísica na seção exposta da Formação Morro do Chaves na Pedreira Atol, em porção superior – com parâmetros petrofísicos mais elevados - e inferior – com os valores mais baixos, corroborando a estudos anteriores como Raitz (2017), que anteriormente já identificava uma segmentação semelhante na mesma localidade.

A fim de remediar o erro associado ao modelo, principalmente na identificação das fácies tomográficas Coqi e Coqc/Cal, recomenda-se a utilização de mais perfis petrofísicos.

Para melhor entendimento da petrofísica dessas rochas, recomenda-se a estudos futuros análises de petrofísica avançada, como injeção de mercúrio (MICP), e componentes da Lei de Archie (1941), como fator de cimentação (m), expoentes de saturação e resistividade da formação (R_w).

Recomenda-se ainda que, para aquisição de dados do testemunho por meio da técnica de tomografia de duas energias, seja realizado anteriormente a retirada de amostras (*plugs* e lâminas delgadas) do testemunho de sondagem em função da alteração de resposta especialmente do perfil de densidade aparente, acarretando em leituras errôneas da ferramenta.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AL-OWIHAN, H.; AL-WADI, M.; THAKUR, S.; BEHBEHANI, S.; AL-JABARI, N.; DERNAIKA, M.; KORONFOL, S. **Advanced rock characterization by dual-energy CT imaging: A novel method for complex reservoir evaluation.** International Petroleum Technology Conference, 2014.
2. ANDERSEN, M. A.; DUNCAN, B.; MCLIN, R. **Core truth in formation evaluation, Oilfield Review** Summer 2013: 25, no. 2.
3. ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Bacia de Sergipe-Alagoas**, Sumário Geológico e Setores em Oferta, Décima Terceira Rodada de Licitações. 2015.
4. ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – dezembro/2017.** 88. ed. Rio de Janeiro: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Circulação Externa, 33 p. 2017.
5. ARCHIE, G. E. **The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics.** Dallas Meeting - October, 1941. 54-62 p. 1941.
6. ARDO BU. **Correlating Core Analysis and Well Logging: The Stezyca Oil and Gas Field.** Oil and Gas Research, 2016.
7. AZAMBUJA, N.C.; ARIENTI, L.M. **Guidebook to the Rift-Drift Sergipe-Alagoas, Passive Margin Basin, Brazil.** In: Conference Proceedings edition: AAPG International Conference & Exhibition, Rio de Janeiro, Brazil, 1998. p.113.
8. CÂMARA, R. 2013. **Caracterização Petrofísica de Coquinas da Formação Morro do Chaves (Barremiano/Aptiano), Intervalo Pré-Sal da Bacia de Sergipe-Alagoas.** Programa de Pós-Graduação em Geologia, Dissertação de Mestrado,
9. CARLOTTO, M. A., da SILVA, R. C. B., YAMATO, A. A. **Libra: A Newborn Giant in the Brazilian Presalt Province.** Rio de Janeiro, Giant fields of the decade 2000–2010: AAPG Memoir 113, p. 165-176. 2017.
10. CASTRO, P.T.A. **Fatores que Controlam a Deposição nas Coquinas nas Sequências Rift em Bacias da Margem Leste Brasileira.** 164f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Programa de Pós-graduação em Geologia.

- Departamento de geologia da Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 1988.
11. CHOQUETTE P. W., PRAY, L. C. **Geologic Nomenclature and Classification of Porosity In Sedimentary Carbonates**. AAPG Bulletin 54, 1970.
 12. CPRM – Serviço Geológico do Brasil. **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**, 1 Ed., p. 87-165, 2003.
 13. DAVIS, J. C., in SAGAR, B. S, CHENG, Q., AGTERBERG, F. **Handbook of Mathematical Geosciences – Fifty Years of IAMG**. Cham: Springer Open, p. 211-223, 2018.
 14. DERNAIKA, M. *et al.*, **Multi-Scale Rock Analysis for Improved Characterization of Complex Carbonates**. SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, 14–16 September 2015.
 15. ELLIS, D.; FLAUM, C.; ROULET, C., MARIENBACH, E., SEEMAN, B. **The litho-density tool calibration**. 58TH SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE nº 12048, 1983.
 16. FIGUEIREDO, A. M. F. 1981. **Depositional Systems in the Lower Cretaceous Morro do Chaves and Coqueiro Seco Formations, and their Relationship to Petroleum Accumulations, Middle Rift Sequence, Sergipe–Alagoas Basin, Brazil**. 275 p. Austin. Tese de Doutorado – The university of Texas in Austin, 1981.
 17. FURNISH, L. **Geological Applications of Wireline Logs II**. Journal of the Geological Society, London, Vol. 150, pages 169-185, 1993.
 18. GASPARI, H.C.; FERNANDES, C. P.; PHILIPPI, P.C.; RODRIGUES, C. R. O. **Determinação Computacional da permeabilidade de rochas reservatório**. Congresso Nacional de Engenharia Mecânica, 3, Anais, p. 1-6, 2004.
 19. GRABAU, A. W. **On The Classification of Sedimentary Rocks**. *American Geologist*, v. 33, p. 228–247, 1904.
 20. HERLINGER JR, R., ZAMBONATO, E.E., DE ROS, L.F. **Depositional and diagenetic controls on the quality of lacustrine pre-salt carbonate reservoirs from northern Campos Basin, offshore Brazil**. Submitted for publication on Marine and Petroleum Geology. 65 p. 2016.
 21. HONARPOUR, M. M., CROMWELL, V., HATTON, D., SATCHWELL, R. **Reservoir rock descriptions using computerized tomography**. 60th Annual

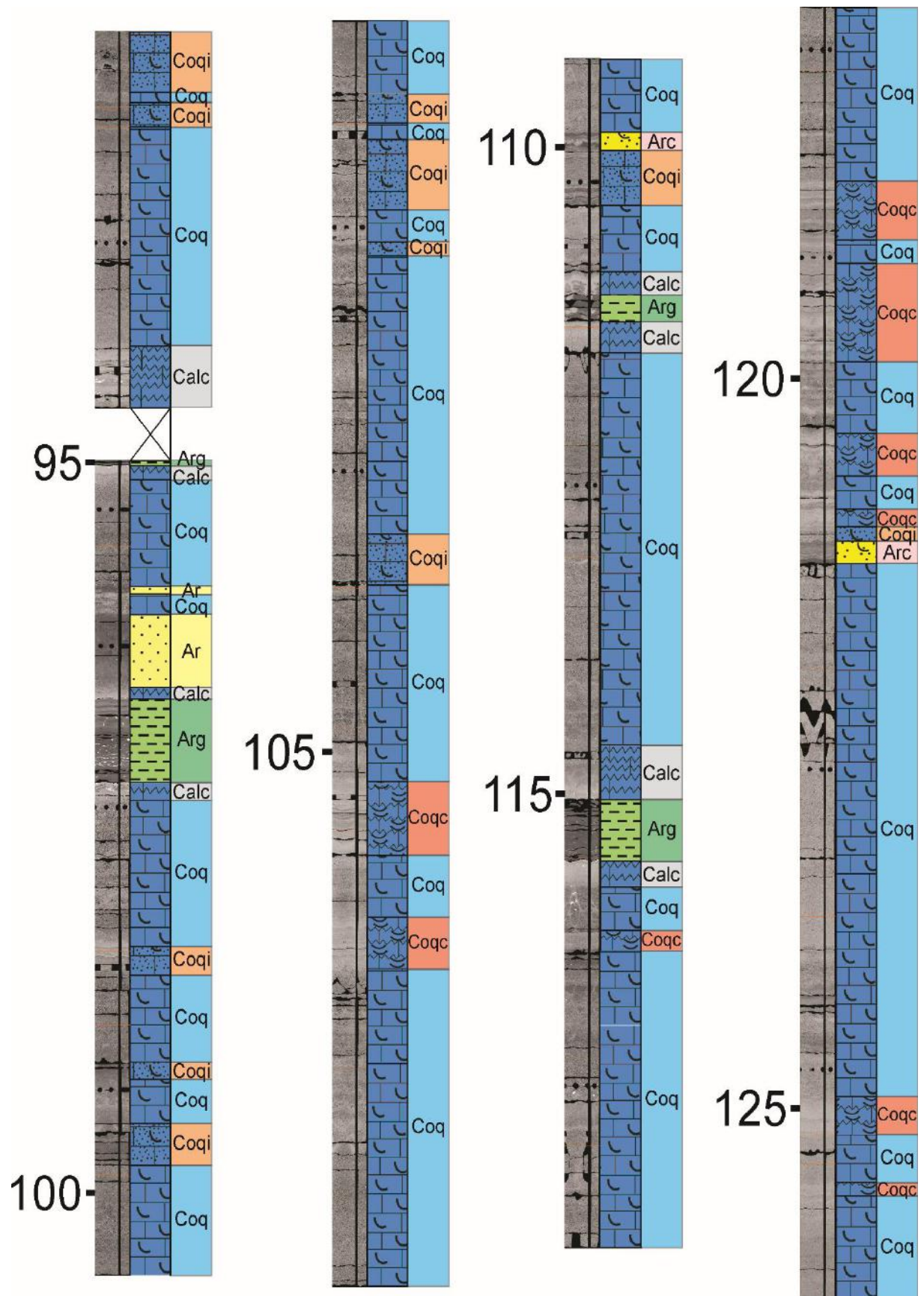
- Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineering, Las Vegas, SPE 14272, 1985.
22. KENTER, J. A. M. **Applications of computerized tomography in sedimentology**. Marine Geotechnology, 8, p. 201-211, 1989.
 23. KIDWELL, S. M. **The Stratigraphy of Shell Concentration**. Topics in Geobiology, Vol. 9, Chapter 5, 1991.
 24. KIDWELL, S. M.; FÜRSICH, F. T.; AIGNER, T. **Conceptual Framework for the Analysis and Classification of Fossil Concentrations**. Palaios, V. 1, p. 228-238, 1986.
 25. KIDWELL, S. M.; HOLLAND, S. M. **Field Description of Coarse Bioclastic Fabrics**. Palaios, Tulsa, v. 6, n. 3, p. 426–434, 1991.
 26. LANA, M. C. Bacia de Sergipe–Alagoas: **Uma Hipótese de Evolução Tectono–Sedimentar**. In: GABAGLIA, G. P. R.; MILANI, E. J. Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. Rio de Janeiro: Editora Gávea, 415p., 1990.
 27. LANDIS, E. N.; KEANE, D. T. **X-ray microtomography. Material Characterization**, nº 61, 2010.
 28. LEBRE, Mariana Bittencourt Seabra. **Comparação de metodologias para estimativa de propriedades de reservatório aplicadas nos carbonatos do Pré-sal do campo de Búzios, bacia de Santos**. 2019. 107 f. TCC (Graduação) - Curso de Geofísica, Departamento de Geologia e Geofísica, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, 2019.
 29. LIMA, I. C. B. 2006. **Caracterização de estruturas internas ósseas através de técnicas de microtomografia computadorizada tridimensional e fluorescência de raios-x**. Programa de Pós-Graduação COPPE/UFRJ, Tese de Doutorado.
 30. LIMA, M. C. O. **Estimativa de porosidade utilizando diferentes técnicas laboratoriais em rochas reservatórios petrolíferas**, 2016.
 31. LINDSAY, R. F. **Carbonate porosity families and their reservoir potential**, 2010.
 32. LOPES, A. P.; FIORI, A. P.; dos REIS NETO, J. M.; MARCHESE, C.; VASCONCELLOS, E. M. G.; TRZASKOS, B.; ONISHI, C. T.; PINTO-COELHO, C. V.; SECCHI, R.; da SILVA, G. F. **Análise tridimensional de rochas por meio de microtomografia computadorizada de Raios-X integrada à petrografia**, São Paulo, UNESP, Geociências, v. 31, n. 1, p. 129-142, 2012.

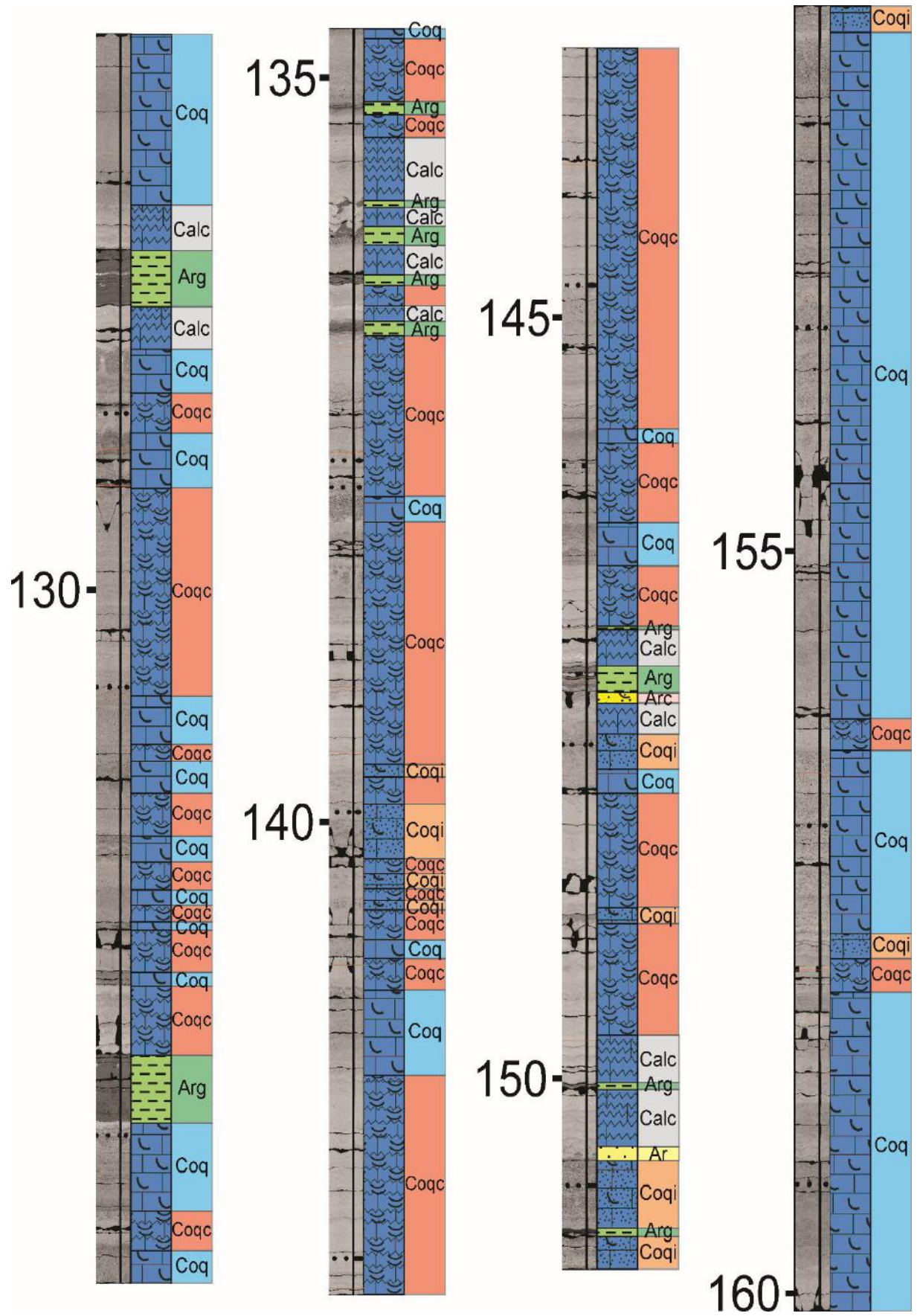
33. LUCIA, F.J. **Carbonate Reservoir Characterization**. New York: Springer-Verlag. Caps. 1-3, 2007;
34. MACHADO, A. C. **Estudo de Acidificação em Rochas Carbonáticas utilizando Microtomografia por Transmissão de raios-X**. Tese de Doutorado, Programa de Pós-graduação em Engenharia Nuclear COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2016.
35. MANTOVANI, I. F. 2013. **Microtomografia e Nanotomografia de Raios-X aplicada à Caracterização Multiescalar de Sistemas Porosos Carbonáticos**. Tese de Doutorado. 168 p., Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais, Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis, 2013.
36. MOORE, C. H. **Carbonate Reservoirs: Porosity Evolution and Diagenesis in A Sequence Stratigraphic Framework**. Baton Rouge, LA, USA: Elsevier, p. 38-39, 2007.
37. MUNIZ, M.C., **Tectono-Stratigraphic evolution of the Barremian-Aptian Continental rift carbonates in Southern Campos Basin, Brazil**. Royal Holloway University of London. 2013.
38. NADER, F. H. **Multi-scale Quantitative Diagenesis and Impacts on Heterogeneity of Carbonate Reservoirs Rocks**. Paris: Springer. p. 1-40, 2017.
39. PALOMBO, L.; ULSEN, C.; ULIANA, D.; COSTA, F. R.; YAMAMOTO, M.; e KAHN, H. **Caracterização de Rochas Reservatório por Microtomografia de Raios-X**, Holos, Vol. 5, 2015.
40. PETTIJOHN, F. J. **Sedimentary rocks**, 2th. Harper & Bro, New York, 1957.
41. PORTELLA, A. Y. **Caracterização de Feições Estruturais em um Testemunho de Sondagem nas Coquinas da Formação Morro do Chaves (Bacia de Sergipe-Alagoas)**. 100p. Conclusão de Curso, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), 2016;
42. RAITZ, G. J. **Caracterização de Reservatório Naturalmente Fraturado com Base em um Testemunho de Sondagem - Formação Morro do Chaves (Bacia de Sergipe-Alagoas)**. 159p. Conclusão de Curso, Universidade Federal do Pampa (UNIPAMPA), 2017;
43. REIS NETO J. M.; FIORI, A. P.; LOPES, A. P.; MARCHESE, C.; PINTO-COELHO, C. V.; VASCONCELLOS, E. M. G.; FISCHER da SILVA, G.;

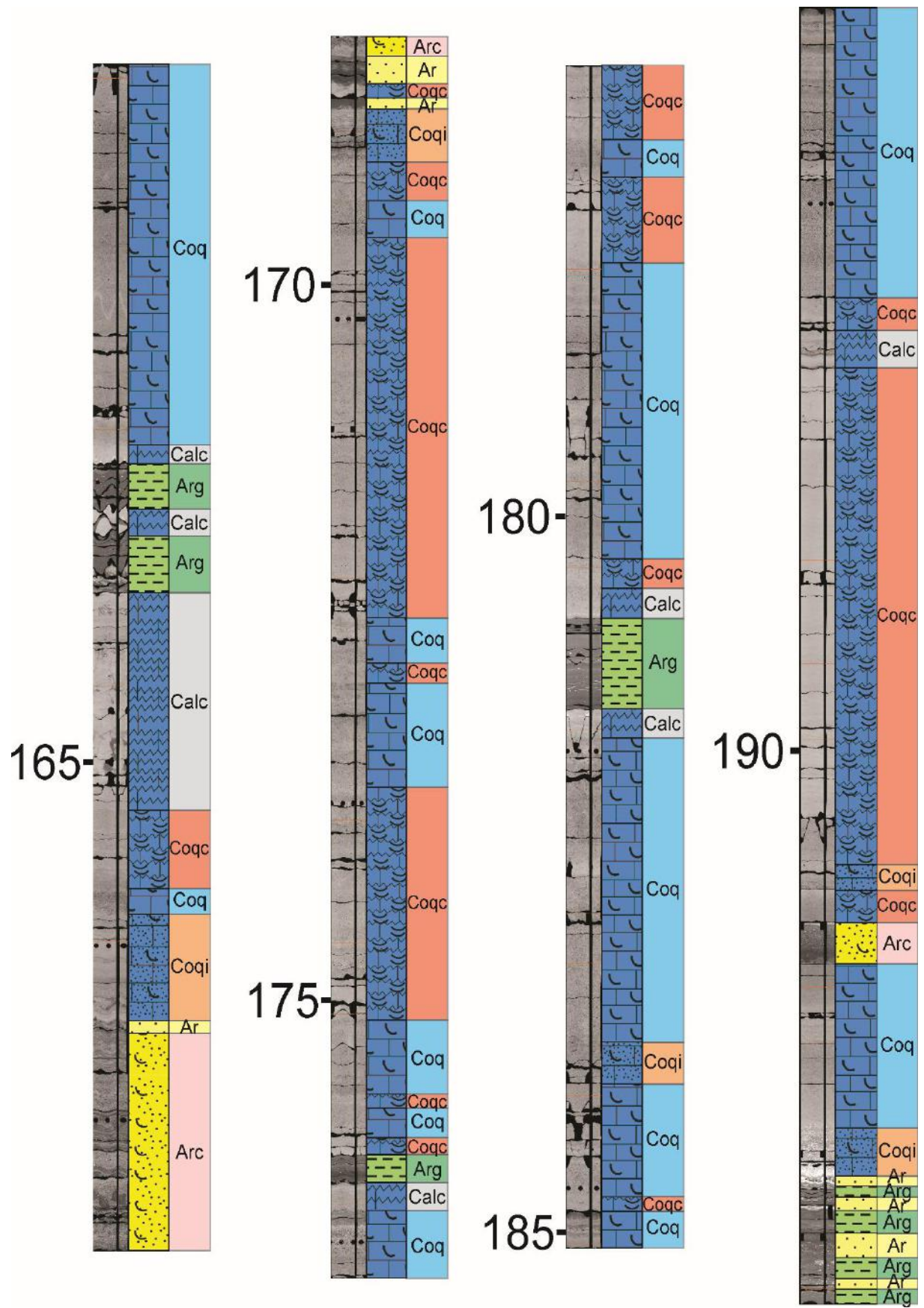
- SECCHI, R. **A Microtomografia Computadorizada de Raios-X Integrada à Petrografia no Estudo Tridimensional de Porosidade em Rochas**, Revista Brasileira de Geociências, 41 (3): 498-508, setembro de 2011.
44. RIDER, M.; KENNEDY, M. **The Geological Interpretation of Well Logs**. 3. Ed. Glasgow, Escócia, Reino Unido: Rider-French, p. 210. 2011.
45. RIDER, M.H., **Gamma-Ray Log Shape as a Facies Indicator**, in Hurst, A., Lovell, M.A. e Morton, A.C. (eds), Geological Applications of Wireline Logs, GSA Special Publication, n. 48 pp. 22-37, 1990.
46. SCHALLER, H. **Revisão estratigráfica da Bacia de Sergipe-Alagoas**. Boletim Técnico da Petrobras, nº 12: p. 21-86, 1969.
47. SERRA O., ABBOTT H. T. **The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy**. In: SPE 9270, 55th Technical Conference, Dallas, TX, 19 pp, 1980.
48. TAVARES, A. C. G. **Fácies diagenéticas em coquinas da Formação Morro do Chaves (Barremiano-Aptiano, Bacia de Sergipe-Alagoas)**. 2014. 192f. Dissertação (Mestrado em Geologia) - Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
49. TEIXEIRA, B. F. L. **Coquinas da Formação Morro do Chaves (Cretáceo Inferior), Seção rift da Bacia de Sergipe-Alagoas**. Trabalho de conclusão de curso, UFRJ, 2012.
50. THOMPSON, D. L., STILWELL, J. D., HALL, M. **Lacustrine Carbonate Reservoirs From Early Cretaceous Rift Lakes Of Western Gondwana: Pre-Salt Coquinas Of Brazil and West Africa**. Gondwana Research v. 28, p. 26-51, 2015.
51. TIAB, D.; DONALDSON, E. C. **Petrophysics**. 4. Ed. Waltham, MA, EUA: Elsevier, p. 894. 2016.
52. TUCKER, M. E.; DIAS-BRITO, D. **Petrologia Sedimentar Carbonática: Iniciação com Base no Registro Geológico do Brasil**. 3. ed. Rio Claro, SP, Brasil: Unespetro, p. 157-164. 2017.
53. ULIANA, D.; KAHN, H.; CONTESSOTTO, R.; e ANTONIASSI, J. L. **Microtomografia de alta resolução no setor mineral**. HOLOS, Ano 30, Vol. 3 - Edição Especial - XXV ENTMME / VII MSHNT, 2014.

- 54.ULIANA, D.; KAHN, H.; CONTESSOTTO, R.; E ANTONIASSI, J. L.
Microtomografia de alta resolução no setor mineral. Holos, Ano 30, Vol. 3 -
Edição Especial - XXV ENTMME / VII MSHNT, 2014.
- 55.VINEGAR, H. J.; WELLINGTON, S. L. Tomographic imaging of three-phase
flow experiments. Review of Scientific Instruments, nº 58, 96–107 p., 1987.

APÊNDICE I – FÁCIES TOMOGRÁFICAS







APÊNDICE II – DADOS DAS AMOSTRAS DE *PLUGS*

Quadro 1. Dados dos *plugs* referentes ao *Rocktype*/Eletrofácies 1.

Referência		Fácies Tomográfica	Petrografia		Petrofísica Básica			Perfis Petrofísicos		
Prof. (m)	Prof. Perfil (m)		Poros. (%)	Tipos de poros	Dens. Grãos (g/cm³)	Perm. (mD)	Poros. (%)	Raios Gama (gAPI)	Dens. (g/cm³)	Pef (b/e)
66,35	65,273	Coq	7	MO, VUG	2,71	93,03999	19,02	5,1	2,21132	4,94957
68,65	67,6931	Coq	14	MO, VUG, BP	2,69	113,81	18,16	33,4	2,22049	5,20116
71,3	70,2737	Coq	14	MO, VUG, BC	2,72	148,33	24,72	8,3	2,11978	5,51346
73,2	72,1673	Coq	10	MO, VUG, BC	2,71	68,3	18,18	7,1	2,27209	4,58765
75,35	74,2521	Coq	16	VUG, BP	2,72	269,5901	21,35	13,2	2,15976	5,28797
80,95	80,0132	Coq	17	VUG, MO, BP	2,71	482,2999	19,57	7,1	2,20453	5,62129
82,05	81,2999	Coq	17	VUG, MO, BC	2,72	169,2	19,39	5,1	2,2127	5,0519
83,05	82,3056	Coq	21	VUG, BC	2,7	556,3599	18,59	9,1	2,21733	4,6969
83,65	82,9433	Coq	14	VUG, MO, BP	2,71	369,8999	17,37	13,2	2,2472	5,06226
90,95	90,6812	Coq	14	MO, VUG	2,71	412,2	15,23	7,1	2,31204	5,69633
93	92,8164	Coq	12	MO, VUG	2,71	226,97	19,77	13,2	2,20478	4,92675
96,65	96,416	Coq	9	VUG, BP	2,72	373,57	17,63	3	2,25675	5,4008
98,55	98,2708	Coq	14	MO, VUG	2,71	636,6402	18,4	5,9	2,22648	5,26939
100,7	100,33	Coq	15	MO, VUG	2,71	217,41	16,26	59,7	2,28442	5,31834
102,55	102,291	Coq	14	BC, VUG, MO	2,71	165,8	18,81	11,1	2,21726	5,774703
107	106,705	Coq	9	MO, VUG, BC	2,71	48,49001	14,17	13,2	2,34241	5,43775
115,7	115,434	Coq	11	MO, VUG, BC	2,71	48,68001	19,79	9,1	2,19372	5,4865
119,65	119,447	Coq	13	MO, VUG	2,69	791,5499	18,75	7,1	2,20559	5,62642
121	120,869	Coq	13	MO, VUG, BC	2,71	594,28	17,46	7,1	2,25539	5,34657
122,45	122,316	Coq	8	BC, VUG, MO	2,72	4,79	12,23	17,2	2,39838	4,73356
154,2	153,165	Coq	14	MO, VUG	2,7	62,77	16,59	13,2	2,27025	4,64694
156,5	155,824	Coq	12	MO, VUG, BC	2,7	179,37	14,08	3	2,33369	5,20665
160,1	159,088	Coq	10	VUG, MO	2,7	110,14	13,39	5,1	2,35032	5,20665
162,5	161,443	Coq	18	BC, VUG, MO	2,71	92,88	17,52	7,1	2,25083	5,29993
180	178,571	Coq	12	MO, VUG	2,71	173,11	16,75	21,3	2,27193	5,27627
187,95	186,466	Coq	12	VUG, BC	2,7	107,63	12,14	20,4	2,39013	5,30584
189,4	187,955	Coq	15	VUG, BC, MO	2,7	191,58	15,1	3,4	2,30644	5,61523

Quadro 2. Dados dos *plugs* referentes ao *Rocktype*/Eletrofácies 2.

Referência		Fácies Tomográfica	Petrografia		Petrofísica Básica			Perfis Petrofísicos		
Prof. (m)	Prof. Perfil (m)		Poros. (%)	Tipos de poros	Dens. Grãos (g/cm³)	Perm. (mD)	Poros. (%)	Raios Gama (gAPI)	Dens. (g/cm³)	Pef (b/e)
80	80	Ar	12	BP , BC, VUG	2,71	22,93	16,34	18,1	-	-
94,4	94,1898	Ar	9	BP , BC, VUG	2,7	98,99999	18,48	5,1	2,21578	3,90068
99,5	99,2139	Ar	8	BP , BC, VUG	2,7	81,2	24,87	17,2	2,05335	3,88812
170,65	169,476	Arc	17	BP , BC, VUG	2,68	243,5801	20,19	11,1	2,15652	3,95307

Quadro 3. Dados dos *plugs* referentes ao *Rocktype*/Eletrofácies 3.

Referência		Fácies Tomográfica	Petrografia		Petrofísica Básica			Perfis Petrofísicos		
Prof. (m)	Prof. Perfil (m)		Poros. (%)	Tipos de poros	Dens. Grãos (g/cm³)	Perm. (mD)	Poros. (%)	Raios Gama (gAPI)	Dens. (g/cm³)	Pef (b/e)
87,35	87,0249	Coqi	10	BP , VUG	2,7	4,650001	10,22	7,1	2,4362	4,69905
88,35	88,2783	Coqi	4	BP	2,74	0,159	12,17	23,3	2,41824	4,84166
89,7	89,5492	Coqi	8	BP , VUG	2,71	0,99	10,85	9,7	2,42874	5,6194
113,7	113,413	Coqi	5	BP , VUG	2,7	0,36	8,72	37,5	2,42861	4,18053
151,15	150,268	Coqi	11	MO , VUG, BP, BC	2,7	0,832	10,58	15,2	2,42492	4,78687

Quadro 4. Dados dos *plugs* referentes ao *Rocktype*/Eletrofácies 4.

Referência		Fácies Tomográfica	Petrografia		Petrofísica Básica			Perfis Petrofísicos		
Prof. (m)	Prof. Perfil (m)		Poros. (%)	Tipos de poros	Dens. Grãos (g/cm ³)	Perm. (mD)	Poros. (%)	Raios Gama (gAPI)	Dens. (g/cm ³)	Pef (b/e)
88	87,7507	Coqc	9	VUG , BC	2,71	4,81	8,7	33,4	2,48261	5,71546
105,3	105,016	Coqc	8	MO , VUG , BC	2,71	2,38	9,66	21,3	2,45722	5,16341
140,8	140,044	Coqc	8	VUG , BC	2,71	1,56	7,06	13,2	2,52569	5,26973
143,25	142,393	Coqc	6	VUG , BC	2,7	1,15	8,44	11,1	2,45519	4,74023
146,25	145,376	Coqc	6	BC , VUG	2,71	0,03	4,01	15,2	2,59127	5,02008
148	147,205	Coqc	10	VUG , BC	2,71	0,119	6,09	19,2	2,5523	5,08472
169,45	168,292	Coqc	6	VUG , BC	2,71	0,095	7,74	19,2	2,50746	4,73498
173,5	172,287	Coqc	14	BP , MO , VUG,	2,71	5,16	10,79	11,1	2,46583	4,85254
176,85	175,583	Coqc	9	MO , VUG, BP	2,72	1,47	9,84	15,2	2,45876	5,56476
184,95	183,487	Coqc	15	BP , VUG	2,72	51,48	11,06	10,7	2,48622	5,44037

Observação: Para tipos de poros foram utilizadas designações propostas por Choquette e Pray (1970) como consta na **figura 30 - item 4.3**

APÊNCICE III – SCRIPT PYTHON PARA ELETROFÁCIES

Foi elaborado um script na linguagem Python através do editor acessível pelo software Techlog®.

```

LOOP:
» if 90.1 < gr < 260 and 2.00 < pef < 5.32 and 1.97 < bd < 2.70:
»     » rt = 5
» elif 0.0 < gr < 90.0 and 4.602 < pef < 6.70 and 2.410840 < bd < 2.99:
»     » rt = 4
» elif 0.0 < gr < 90.0 and 4.33 < pef < 6.70 and 2.10 < bd < 2.410839:
»     » rt = 1
» elif 0.0 < gr < 90.0 and 2.55 < pef < 4.32 and 1.98 < bd < 2.38232:
»     » rt = 2
» elif 0.0 < gr < 90.0 and 3.92 < pef < 4.60 and 2.410840 < bd < 2.46864:
»     » rt = 3
» elif gr == MissingValue or pef == MissingValue or bd == MissingValue:
»     » rt = MissingValue

```

Figura I. Script Python onde foram atribuídos os nomes: **bd** para o perfil de densidade; **gr** para o perfil de Raios Gama; **pef** para o perfil de fator fotoelétrico; e **rt** para *rocktype*.